

**APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA –
SAE EN EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA USANDO FLUJOS
ÓPTIMOS DE POTENCIA – DC PARA MÚLTIPLES PERIODOS DE TIEMPO**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA –
SAE EN EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA USANDO FLUJOS
ÓPTIMOS DE POTENCIA – DC PARA MÚLTIPLES PERIODOS DE TIEMPO**

**AUTOR:
GUASCAL PAILLACHO PAUL SANTIAGO**

**TUTOR:
JUAN ALBERTO BUCHELI ÁVILA**

Quito, agosto 2021

Datos de Catalogación Bibliográfica
--

Paul Santiago Guascal Paillacho

APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA –
SAE EN EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA USANDO FLUJOS
ÓPTIMOS DE POTENCIA – DC PARA MÚLTIPLES PERIODOS DE TIEMPO

Universidad Politécnica Salesiana, Quito-Ecuador 2021

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña historia e información de contacto:



Paul Santiago Guascal Paillacho (Y'1993). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Instituto Tecnológico Superior Central Técnico. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en el análisis en múltiples periodos de tiempo de los flujos de potencia en corriente continua con la inclusión de los sistemas de almacenamiento de energía con el objetivo de comprender la relevancia de su integración junto con las fuentes de energía renovable a los sistemas eléctricos de potencia pguascal@ups.edu.ec

Dirigido por:



Juan Alberto Bucheli Ávila (Y'1960-M'01). Realizó sus estudios superiores en Universidad Politécnica Salesiana, Quito –Ecuador, 2004, obteniendo el título de Ingeniero Eléctrico. Además, cursó estudios de posgrado en la Universidad Técnica del Cotopaxi, 2016, obteniendo el título de Magister en Gestión de Energías. Actualmente es Docente Titular Auxiliar Nivel 1 a tiempo completo en la Universidad Politécnica Salesiana. jbucheli@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2021 Universidad Politécnica Salesiana
QUITO - ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo, Juan Bucheli Ávila declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación *APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA – SAE EN EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA USANDO FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA – DC PARA MÚLTIPLES PERIODOS DE TIEMPO* realizado por Paul Santiago Guascal Paillacho, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerado como trabajo final de titulación.

Quito D.M., agosto de 2021



.....

Juan Alberto Bucheli Ávila.

C.C.: 1706576210

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Paul Santiago Guascal Paillacho, con documento de identificación N° 1725050346, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: *APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA – SAE EN EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA USANDO FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA – DC PARA MÚLTIPLES PERIODOS DE TIEMPO*, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, D.M., agosto de 2021



.....
Paul Santiago Guascal Paillacho

C.C.: 1725050346

ÍNDICE GENERAL

1	Introducción	2
2	Marco teórico	4
2.1	Sistemas de Almacenamiento de Energía	4
2.1.1	Clasificación de las tecnologías de almacenamiento energético	6
2.2	Despacho económico con flujo de cargas	9
2.2.1	Despacho con restricción de red.....	10
2.3	Flujos de potencia en el modelo	11
2.3.1	Flujos de potencia AC	12
2.3.2	Flujos de potencia DC	12
3	Modelación matemática	13
3.1	Problema de optimización	13
3.1.1	Función objetivo.....	13
3.1.2	Balance de potencia activa por nodo	14
3.1.3	Pendientes para la toma de carga de los generadores.....	15
3.1.4	Estado de carga de los sistemas de almacenamiento	15
3.1.5	Límites en los sistemas de almacenamiento	16
3.1.6	Límites de capacidad del parque generador	16
3.1.7	Límites de capacidad de la red	17
3.1.8	Energía Hidráulica.....	17
4	Aplicación práctica.....	17
4.1	Parque generador.....	18
4.2	Sistemas de almacenamiento	19
4.3	Red modelo IEEE 24 nodos	20
4.4	Esquema de solución	21
4.5	Casos de estudio	22
5	Análisis de resultados.....	23
5.1	Caso Inicial.....	23
5.2	Caso dos	25
6	Conclusiones	30
6.1	Trabajos futuros.....	31
7	Referencias	31
7.1	Matriz de Estado del Arte.....	37
7.2	Resumen de Indicadores.....	43

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Redes eléctricas con incorporación de energías renovables y sistemas almacenamiento	3
Figura 2. Estructura de un sistema de almacenamiento	6
Figura 3. Clasificación de los sistemas de almacenamiento.	9
Figura 4. Diagrama unifilar IEEE 24 nodos.....	20
Figura 5. Ocurrencia de la curva de demanda aplicada a los nodos de carga	21
Figura 6. Demanda horaria del sistema por cada nodo de carga del sistema IEEE 24 nodos	23
Figura 7. Despacho horario por tipo de tecnología – Caso 1	23
Figura 8. Despacho por tipo de generador por demanda – Caso 1.	24
Figura 9. Diagrama unifilar nodo 19 – Caso 1	24
Figura 10. Diagrama unifilar nodo 21 – Caso 1	25
Figura 11. Costo operativo por tipo de generador – Caso 1.....	25
Figura 12. Despacho horario por tipo de tecnología – Caso 2.....	26
Figura 13. Despacho por tipo de generador por demanda – Caso 2	27
Figura 14. Sistema de almacenamiento ubicado en el nodo 19 – Caso 2	27
Figura 15. Sistema de almacenamiento ubicado en el nodo 21– Caso 2.	28
Figura 16. Diagrama unifilar nodo 19 – Caso 2.....	28
Figura 17. Diagrama unifilar nodo 21 – Caso 2.....	29
Figura 18. Comparativa de costos	30
Figura 19. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.	43
Figura 20. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	44
Figura 21. Indicador de solución - Estado del arte.....	44

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Datos técnicos de los generadores térmicos e hidroeléctricos.	18
Tabla 2. Datos técnicos de los generadores que usan energía renovable.	18
Tabla 3. Datos técnicos de los generadores que usan energía renovable	19
Tabla 4. Parámetros generales de los sistemas de almacenamiento.	19
Tabla 5. Parámetros técnicos de los sistemas de almacenamiento.	19
Tabla 6. Parámetros de red IEEE 24 nodos.	20
Tabla 7. Parámetros eléctricos de los nodos del sistema IEEE 24 nodos.	20
Tabla 8. Ocurrencia de la curva de demanda aplicada a los nodos de carga.	21
Tabla 9. Algoritmo de solución.	21
Tabla 10. Demanda horaria total del sistema.	22
Tabla 11. Despacho horario por tipo de generador - Caso 1.	23
Tabla 12. Energía total suministrada por tipo de generador – Caso 1.	23
Tabla 13. Energía por tipo de generador por demanda – Caso 1.	24
Tabla 14. Porcentaje de la energía por tipo de generador por demanda – Caso 1.	24
Tabla 15. Balance en nodo 19 por tipo de demanda – Caso 1.	24
Tabla 16. Balance en nodo 21 por tipo de demanda – Caso 1.	25
Tabla 17. Costo operativo por tipo de generador–Caso 1.	25
Tabla 18. Despacho horario por tipo de generador - Caso 2.	26
Tabla 19. Energía total suministrada por tipo de generador – Caso 2	26
Tabla 20. Energía por tipo de generador y almacenamiento por demanda – Caso 2.	27
Tabla 21. Porcentaje de la energía por tipo de generador por demanda – Caso 2	27
Tabla 22. Sistema de almacenamiento ubicado en el nodo 19 – Caso 2.	27
Tabla 23. Sistema de almacenamiento ubicado en el nodo 21 – Caso 2.	28
Tabla 24. Balance en nodo 19 por tipo de demanda – Caso 2.	28
Tabla 25. Variación de flujos DC en enlaces asociados al nodo 19 por demanda.	29
Tabla 26. Balance en nodo 21 por tipo de demanda – Caso 2.	29
Tabla 27. Variación de flujos DC en enlaces asociados al nodo 21 por demanda.	29
Tabla 28. Costos operativos por tipo de generador – Caso 2.	30
Tabla 29. Matriz de estado del arte	37

APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA – SAE EN EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA USANDO FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA – DC PARA MÚLTIPLES PERIODOS DE TIEMPO

Resumen

El trabajo investigativo se centra en el análisis desde punto de vista técnico y económico de la utilización de Sistemas de Almacenamiento y su interacción con los generadores que usan energías renovables en la etapa de operación de las redes eléctricas, dado que su aplicación tiene relevancia en el abastecimiento de la demanda, más aún cuando se ve involucradas las redes o la infraestructura para la transmisión de electricidad. Por lo citado, el estudio se enfocará en resolución de flujos óptimos de potencia DC para minimizar los costos operativos, incorporando Sistema de Almacenamiento para el abastecimiento de la demanda para un período de 24 horas, aplicando las restricciones asociadas al abastecimiento de la demanda y las condiciones operativas de los generadores, de los sistemas de almacenamiento y de la red.

Con base a lo descrito, se propone un modelo matemático de optimización resuelto mediante GAMS, cuyos resultados permitirán evaluar las ventajas que brindan los sistemas de almacenamiento en la operación y planificación de corto plazo del sistema de eléctrico.

Palabras Clave: Optimización, fuentes de energía renovables, almacenamiento de energía, baterías, flujo de carga, transmisión de energía DC.

Abstract

The research work focuses on the analysis from the technical and economic point of view of the use of storage systems and their interaction with generators that use renewable energies in the operation stage of electrical networks, since their application is relevant in the supply of demand, especially when the networks or infrastructure for the transmission of electricity is involved. Therefore, the study will focus on the resolution of optimal DC power flows to minimize operating costs, incorporating a Storage System to supply the demand for a period of 24 hours, applying the restrictions associated with the supply of demand and the operating conditions of generators, storage systems and the network.

Based on what has been described, a mathematical optimization model solved by GAMS is proposed, the results of which will allow evaluating the advantages that storage systems offer in the operation and short-term planning of the electrical system.

Keywords: Optimization, Renewable energy sources, energy storage, batteries, load flow, DC power transmission.

1 Introducción

Un sistema eléctrico de potencia generalmente compuesto por diversas empresas de generación, de transmisión y distribución de energía eléctrica, las cuales son constituidas con el propósito de mantener un balance entre generación y consumo [1]. Considerando que la demanda fluctúa entre bandas amplias, dependiendo de la condición geográfica, la estación del año y demás condiciones, es necesario tener los mecanismos necesarios para que no exista un desbalance que pueda afectar de forma negativa el abastecimiento de la demanda [2].

La evolución de la tecnología y la concientización a nivel mundial, han permitido que los gobiernos establezcan acuerdos en materia de energía eléctrica, entre los que se puede señalar son: disminución considerable del consumo a través de mecanismos de gestión de la demanda, generación con energías que no formen gases de efecto invernadero y la implementación de nuevos mecanismos de generación de energía eléctrica [3].

Los sistemas eléctricos actuales no poseen sistemas de almacenamiento, apenas se han desarrollado sistemas de almacenamientos hidráulicos por bombeo de gran magnitud, sin embargo, sus limitaciones geográficas y su alto costo de inversión, han hecho que se investigue en nuevos procedimientos, procesos y sistemas para almacenar energía, y transformarla en energía eléctrica, con el fin de mantener los sistemas eléctricos de potencia en balance energético [4].

Durante las últimas dos décadas, se ha prestado atención a la generación de electricidad mediante el uso de energía renovable en todo el mundo. Entre todas las tecnologías de energía renovable, los sistemas de energía solar y eólica son las fuentes de energía renovables de más rápido desarrollo del mundo que funcionan

en condiciones de conexión a la red o independientes. Utilizando estas dos tecnologías, se mejora la generación de energía y la estabilidad del sistema y se minimizan los costos de producción del sistema [5]. Para gestionar la demanda, los sistemas con energías renovables autónomos se utilizan comúnmente para suministrar cargas aisladas que requieren almacenamiento de energía. Para tales sistemas, durante la fluctuación de la demanda de viento y carga, la gestión de energía se realiza mediante el diseño del esquema de control. Los sistemas de almacenamiento son muy importantes para apoyar la integración de fotovoltaica y eólica, como se visualiza en la Figura 1, ya que éstos pueden no satisfacer completamente el balance de energía. El aire comprimido, el volante de inercia, el supercondensador y los sistemas de bombeo son las distintas configuraciones para almacenar energía [6].

Por lo citado, en la red eléctrica que se prevé a futuro, se espera que los sistemas de almacenamiento de energía sean un componente relevante debido a la naturaleza intermitente de los recursos de energía renovable como la energía solar y eólica [7]. Estos nuevos sistemas pueden tener muchas ventajas, entre las más relevantes se puede señalar, la mejora de la estabilidad, la confiabilidad y la calidad de los sistemas eléctricos [8]. Un sistema de almacenamiento de energía de batería frecuentemente se encuentra como parte de una microrred, ya que su participación se enfoca en el desafío de la integración y despacho de generación renovable.

El concepto sobre microrredes propuesto en [9] describe un enfoque para integrar recursos renovables de energía distribuida en un grupo de cargas interconectadas. Especialmente las microrredes de DC son de interés significativo ya que muchas tecnologías que usan recursos renovables proporcionan

energía de CC [10]. Otra ventaja de las microrredes de DC es un control y una gestión mucho más sencillos en comparación con las microrredes en AC [11].

Los desarrollos recientes en tecnologías avanzadas de almacenamiento de energía, combinados con los beneficios técnicos, económicos y ambientales asociados, proporcionan a los sistemas de almacenamiento de energía un amplio rango de potencial para optimizar los recursos de energía renovable conectados a la red [12]. Entre los beneficios que pueden brindar los sistemas de almacenamiento es almacenar la energía en exceso de la capacidad de transmisión y despacharla posteriormente cuando la capacidad de transmisión esté disponible.

La utilización eficaz de la capacidad de transmisión se podría lograr optimizando la ubicación y la programación del almacenamiento de energía. Esto da como resultado un alivio de la congestión de la

transmisión y / o un aplazamiento de la expansión de la transmisión [13]. También se requiere un tamaño adecuado del almacenamiento de energía para integrar de manera eficiente los recursos renovables y justificar el costo del despliegue del almacenamiento frente a las alternativas más convencionales [14]. Por lo tanto, la aplicación del almacenamiento de energía a gran escala para la integración renovable requiere un marco de evaluación técnico económico para mejorar la operatividad de la red y reducir los costos de operación [15] [16].

Por lo dicho, el presente estudio se enfocará en resolución de flujos óptimos de potencia DC para minimizar los costos operativos, incorporando Sistema de Almacenamiento para el abastecimiento de la demanda para un período de 24 horas, aplicando las restricciones asociadas al abastecimiento de la demanda y las condiciones operativas de los generadores, de los sistemas de almacenamiento y de la

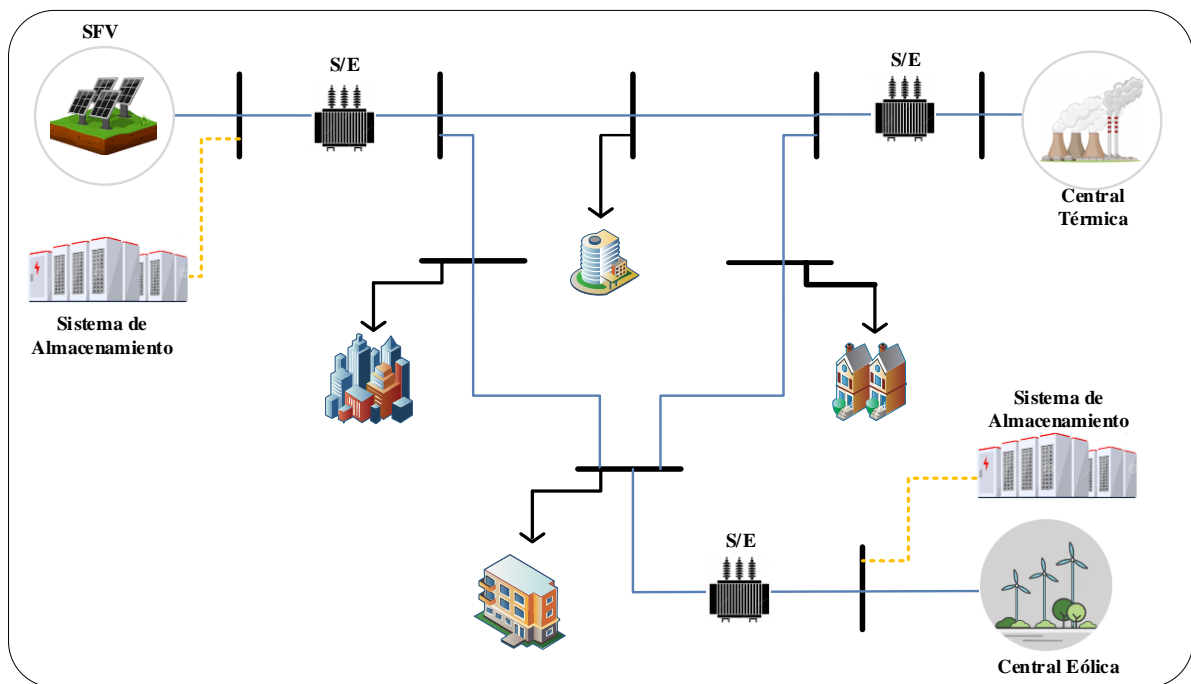


Figura 1. Redes eléctricas con incorporación de energías renovables y sistemas almacenamiento [autor].

red, por tanto el documento se divide de forma sistemática de la siguiente forma: i) Apartado 2 contiene el marco conceptual conducente a los sistemas de almacenamiento, flujos de potencia y planificación de corto plazo; ii) La Sección 3 describe la modelización matemática del problema de optimización para aplicar los flujos óptimos de potencia DC con sistemas de almacenamiento; iv) El apartado 4 presenta la aplicación práctica del modelo de optimización; v) La Sección 5 ilustra los resultados y su análisis; y, en su parte conclusiva se detallan las conclusiones y trabajos futuros.

2 Marco teórico

En el presente apartado se realiza una descripción de los temas más importantes involucrados en investigación planteada y modelo desarrollado, para resaltar la relevancia de la incorporación de la energía renovable y sistemas de almacenamiento en los sistemas eléctricos de potencia considerando aspectos técnicos y económicos. En consecuencia, a este planteamiento se analiza en qué consisten la formulación de los flujos óptimos de potencia en corriente continua y las consideraciones de su implementación con los sistemas de almacenamiento, de igual forma los aspectos a tomar en cuenta en el modelo de despacho óptimo.

2.1 Sistemas de Almacenamiento de Energía

La clave para el desarrollo es actualmente la energía, es la base o motor de los sectores productivos y es imprescindible en todas las actividades cotidianas, por lo tanto, se vela porque su aprovechamiento sea eficiente considerando el cuidado ambiental, los costos de operación e inversión, tecnología, etc. Considerando la

demanda creciente y por lo tanto la necesidad de un recurso energético suficiente y previsto para su crecimiento, se impulsa al desarrollo energético implementando el uso de energías renovables que disminuyan o reemplacen el uso de combustibles de origen fósil, pero se conoce que las características de dicha energía es la inestabilidad e intermitencia debido a la fuente del recurso energético, sin embargo los beneficios que conlleva la inserción de estas tecnologías ha obligado en la operación del sistema de energía a que se incorpore unidades de almacenamiento de energía como herramienta para contener los excedentes, suavizar las intermitencias, mejorar la estabilidad en el sistema e incrementar la eficiencia [17], [18].

Es de vital importancia incluir el almacenamiento en el sistema eléctrico, esto implica que para la entrega de energía a la demanda primero se la extraiga o genere, después se la almacene y posteriormente se la transporte para su aprovechamiento; entonces se entiende que el almacenamiento de energía es la solución para la incorporación de energía renovable sin restricción a la red eléctrica dependiendo de la elección de la tecnología a aplicarse para la conservación de energía [19].

Los sistemas de almacenamiento permiten una mejor gestión de la energía renovable proporcionando una respuesta rápida a la demanda para que esta energía pueda ser despachada en momentos primordiales es decir en horas en las que el consumo de la demanda es pico; esta acción permite hacer de la red eléctrica una más robusta y con un nivel de carga adecuado. Los riesgos operativos con las tecnologías de almacenamientos se minimizan y su principal actividad es acumular energía en periodos donde la curva de demanda es plana o de menor consumo o cuando los costos de la energía

son bajos dependiendo de la planificación de su operación y libera energía en periodos donde el consumo es alto y el recurso es deficiente o de costo elevado [20], [21].

Como se mencionó la incorporación del almacenamiento de energía es beneficioso, pero es necesario puntualizar principalmente las ventajas económicas y técnicas como son [22]:

- *Energía transportada*: se hace referencia a la energía que se obtiene de una fuente de energía que es transformada para posteriormente ser almacenada y ocupada cuando sea necesario como reemplazo a la energía primaria de alto costo, para estabilidad o en el caso de interrupciones del suministro, este uso se realiza en dos casos en función de la producción de energía, el primero cuando la energía es proveniente de una fuente convencional y el almacenamiento cumple con compensar pérdidas de una unidad de generación o completar un suministro comercial; y la segunda cuando proviene de energía renovable donde el almacenamiento permite hacer de la energía un recurso predecible y disponible para satisfacer una capacidad.
- *Optimización de la red*: esta ventaja parte de la congestión de la red debido a la gran cantidad de elementos y consumidores asociados, donde los usuarios tienen un consumo aleatorio y se diseña el sistema en función de los picos de consumo ocasionando un sobredimensionamiento de equipos, pero contar con un sistema de almacenamiento permite nivelar la carga minimizando fluctuaciones para predecir el consumo y así aprovechar la red o las instalaciones

existentes, es decir que a pesar de las fluctuaciones de carga el almacenamiento sirve como compensador de dicha variación de carga y permite operar óptimamente considerando el diseño de la red.

- *Flexibilidad en la red*: partiendo del evento de nivelación de carga que brinda el almacenamiento, se agrega la flexibilidad ya que permite que el sistema brinde recuperación o respuesta instantánea a la demanda con los sistemas de almacenamiento, el déficit de generación temporal se convierte en ganancia con el almacenamiento garantizando equilibrio, como un intermediario.

Por lo tanto, las tecnologías de almacenamiento de energía son una solución para intermitencia, estabilidad y variación de voltaje de las fuentes de energía en especial de las renovables no convencionales, considerando la tendencia de los objetivos ecológicos en el reemplazo de la energía fósil [23].

Los sistemas de almacenamiento de energía son sistemas de control independientes y todas las tecnologías en las que se clasifican tienen tres estados básicos, el primero de carga, el segundo almacenaje y por último el trabajo de descarga, en base a estas etapas se desarrollan investigaciones sobre su aplicabilidad y composición para utilizar rentablemente dichas tecnologías [24], entonces el almacenamiento tiene la siguiente estructura general: un medio de almacenamiento para guardar la energía, unidad de carga donde fluye la energía al medio de almacenamiento, una unidad descarga para asegurar que la energía almacenada sea entregada y un medio de control para gobernar todo el sistema de almacenamiento de energía; se ilustra el esquema en la

Figura 2.

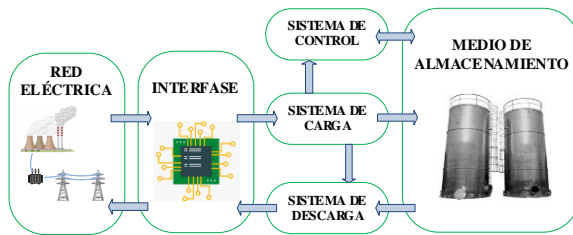


Figura 2. Estructura de un sistema de almacenamiento [27].

2.1.1 Clasificación de las tecnologías de almacenamiento energético

En las formas de energía mecánica, eléctrica, química, térmica y electroquímica se adentran las tecnologías de almacenamiento de energía, se toma cierto recurso se cambia a una forma almacenable de energía, se conserva y vuelve a transformarse cuando se la requiere, considerando el evento y tipo de energía la división de las técnicas de almacenaje es posible y responde a consideraciones económicas y técnicas dependiendo directamente de la necesidad de su aplicación. Las categorías para la aplicabilidad se basan en qué tipo de alimentación de potencia, baja o media, se va a implementar y sobre que elemento o área del sistema, además si es para aplicar una nivelación de carga y por último si su aplicación es para supervisar la calidad energética [25].

A continuación, y brevemente se describen los tipos de tecnologías clasificadas en función al tipo de energía que utilizan.

2.1.1.1 Almacenamiento mediante energía mecánica

Esta tecnología ha sido profundamente estudiada y desarrollada consiste en tomar la energía eléctrica, transformarla en energía mecánica para su almacenamiento en horas donde la demanda es baja para usarla cuando se requiera de energía eléctrica por alto consumo de la demanda, los sistemas de almacenamiento de energía mecánica más comunes son [26]:

- a) *Hidráulico por bombeo*: este sistema se lo usa a gran escala por su alta capacidad de instalación y su tiempo continuo de operación. Su funcionamiento consiste en bombear con un motor el agua de un reservorio inferior con electricidad tomada en horas de bajo consumo y dirigir el agua a un reservorio superior, allí es donde se almacena, cuando es requerida fluye al depósito inferior acelerando una turbina generando electricidad para cubrir los picos de demanda con dicha reserva temporal o cuando existen cortes del servicio, este proceso brinda confiabilidad al sistema [27].
- b) *Almacenamiento por volante motor*: permite acumular energía cinética de alta velocidad del volante por suspensión magnética generada del motor que opera sobre él, y para devolver dicha energía almacenada mecánicamente en el volante se reduce la velocidad angular para que la energía cinética vuelva al motor eléctrico, actúe como generador y pueda transferirse como energía eléctrica. Es un mecanismo económico, brinda energía de reserva de alto nivel de potencia, pero no permiten almacenar energía durante periodos extensos por su elevada tasa de descarga [28].
- c) *Almacenamiento de energía por aire comprimido*: se basa en la operación de la turbina de gas, almacena aire comprimido caliente que es liberado en dirección a turbinas convirtiendo la energía del aire en energía cinética, pasa a un generador para finalmente obtener energía eléctrica. Se caracteriza por su largo tiempo de almacenamiento, pero la descarga es corta, sirve como energía de respaldo, pero el recurso de gas es escaso y de eficiencia baja [29].

2.1.1.2 Sistemas de almacenamiento térmico

Consiste en el almacenaje de la energía calórica considerando la temperatura, el lugar y la capacidad de potencia la generación de energía eléctrica, así como para otras funciones como calefacción o refrigeración. Estos sistemas están constituidos por un tanque de térmico para almacenamiento, un medio para la transferencia de calor y un mecanismo de contención para control, estos elementos son parte de unidad de potencia de carga aquí es donde se produce energía térmica inicia en un calentador eléctrico, pasa a un intercambiador de calor para posteriormente ser almacenado en un tanque de contención de calor con algún material como la sal, de este depende la capacidad de almacenar energía térmica y por ende la capacidad de potencia eléctrica que entregará, culmina su función entregando electricidad gracias a un motor térmico [20], [30].

Este tipo de sistema es de eficiencia baja en lo que refiere al almacenamiento, pero la energía que entrega es alta y de costo bajo por eso es el medio más adecuado para la integración de las energías renovables a la red. Tienen tres categorías en función de la forma regulan la temperatura son [31]:

a) *Sistema de calor latente*: se caracteriza por mantener el material que usa en constante temperatura, para el almacenamiento es transitorio debido a que cambia su estado, cuanto recibe el calor es sólido, para la acumulación es líquido y para la transferencia cambia nuevamente a sólido transfiriendo el calor para la generación eléctrica, esta energía generada es elevada si la temperatura o calor es mayor. Es un sistema eficiente en generadoras térmicas en las que se pueda aprovechar el calor o vapor en procesos industriales [32].

b) *Sistema sensible de calor*: se caracteriza por almacenar energía térmica calentando un material líquido o sólido sin cambiar su estado, esta energía es igualmente entregada un generador; es económico y puede alcanzar alta capacidad, pero no es estable debido a la sensibilidad calorífica y de esto depende su capacidad energética [33].

c) *Sistema termoquímico*: o llamado también “de absorción y adsorción”, de absorción porque consume calor y de adsorción porque libera dicho calor, pero por efectos físico-químicos del material que ocupan más no por almacenar calor directamente.

2.1.1.3 Almacenamiento con energía electroquímica

En esta categoría de almacenamiento es caracterizada por ser electrostática, se los utiliza para estabilizar la producción de energía eléctrica y adaptar el sistema a los al consumo pico de energía, los mecanismos más usados son los condensadores, baterías y actualmente se ha desarrollado las tecnologías de supercondensadores, brevemente se señala lo más importante de estos sistemas.

a) *Condensador eléctrico*: esa forma de conservación de electricidad a través de dos placas con carga positiva y negativa inducidas de corriente continua separadas por un material dieléctrico, se almacena energía en la superficie de plástico metalizado; la corriente que soporta en la carga es altas pero la descarga ocurre en periodos muy cortos [34].

b) *Supercondensadores*: se caracterizan por ser una combinación entre baterías y condensadores en cuanto a su estructura, la densidad energética es mucho mayor que los

condensadores normales, son más eficientes y la carga es rápida al igual que la descarga, por lo que la entrega de la energía almacenada es en cortos periodos [35].

- c) *Baterías*: son equipos recargables su principal característica es el almacenar energía por plazos largos, la tecnología más utilizada y desarrollada son las baterías de iones de litio, y los principales tipos también usados son las de plomo ácido, sulfuro de sodio, las baterías de níquel, de zeolita y de material estructurado de nanotecnología; sus beneficios son permitir mayor energía específica, su vida útil es larga, económica frente a otros tipos de almacenamiento, la carga es rápida y autodescarga baja, y además es de excelente rendimiento [36].

2.1.1.4 Almacenamiento de energía eléctrica

Al tratar de almacenar energía se busca tecnologías que mediante el uso de otras formas de energía permita conservar prolongadamente la misma e igualmente guardar la mayor capacidad de energía que se pueda entregar posteriormente, cuando se trata de almacenamiento de energía eléctrica es diferente debido a que el almacenamiento es en forma de electricidad, se conserva y la misma se entrega no se transforma a otros tipos de energía como las descritas. Entre los varios tipos los que usan solo energía eléctrica son [37]:

- a) *Almacenamiento por superconductores*: su principio de funcionamiento se basa en la creación de un campo magnético debido a la circulación de corriente del sistema por una bobina con características superconductoras, este se somete a bajas temperaturas criogénicamente para conservar la

energía y esta energía se devuelve al descargar la bobina. Sus ventajas son: densidad de potencia elevada, eficiencia, pocas pérdidas y respuesta rápida [38].

- b) *Vehículos eléctricos*: son otra fuente considerada para el almacenamiento debido a que su carga es al enchufarse al sistema consumen esa energía de bajo costo y lo restante lo guardan, pero también en el transcurso del movimiento almacenan su propia energía y seguidamente pueden transferirla a la red existen vehículos enchufables híbridos, fotovoltaicos, de pila de combustibles, etc. Su carga no es rápida y el almacenamiento es de poca capacidad.

2.1.1.5 Almacenamiento de energía química

El almacenamiento usa la energía química para desarrollar tecnologías que aprovechen las propiedades de ciertos elementos químicos, como el hidrógeno que es el mayormente usado al igual que los biocombustibles. El almacenamiento a partir del hidrogeno se basa en dar un tratamiento químico a este componente empezando con la presurización, absorción, adsorción y licuefacción, esta energía química de hidrogeno extraída se almacena bajo ciertos niveles de presión y puede usarse para la generación. Es eficiente dependiendo de la presión y de esta propiedad depende la capacidad energética también, considerando la adsorción de energía del hidrogeno es de bajo nivel, de la misma manera ocurre con otros elementos químicos que se usen [39], [40]. Como se mencionó los sistemas que usan biocombustible también son muy aplicados, consisten en la producción con biomasa y radica en usar procesos biológicos para producir y almacenar energía; es decir a partir de desechos

orgánicos se produce biogás que es almacenado y se dirige a turbinas de gas para generar electricidad [41].

En la Figura 3 se ilustra un esquema de síntesis de los sistemas de almacenamiento en función de la energía, todas las tecnologías descritas por categoría incluyendo las híbridas, que son una combinación entre las mencionadas pero su objetivo es el mismo, representan una opción para la selección del mejor sistema que se adecue a las necesidades de la demanda y del sistema, esto quiere decir que en función del proceso cambiante de las fuentes de suministro de energía y por ende la gestión de la demanda se ha incorporado los sistemas de almacenamiento de energía seleccionando el más adecuado y su parametrización operativa considera la madurez, costos, la capacidad, el periodo de almacenamiento, pérdidas de la reserva, vida útil, la velocidad de la respuesta y eficiencia, por lo tanto la estabilidad, seguridad, economía y capacidad son las claves en la selección [42].

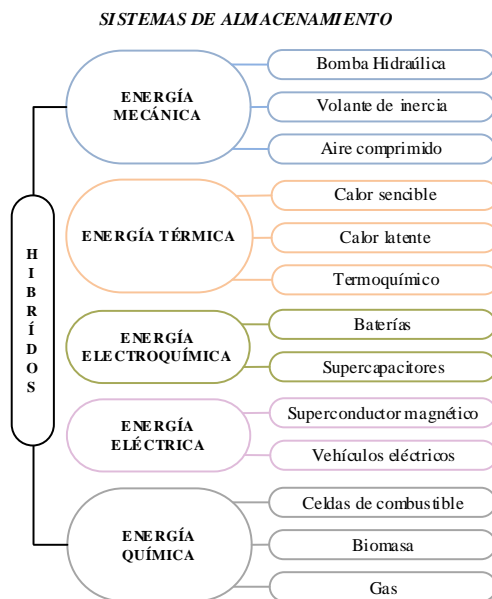


Figura 3. Clasificación de los sistemas de almacenamiento [20].

La principal aplicación de los sistemas de almacenamiento está destinada a la integración de energía renovable, microrredes y sistemas de generación distribuida al sistema eléctrico de potencia, al igual que opera con el área de transmisión, distribución, redes inteligentes y servicios complementarios al sistema [43]. Aún se deben realizar estudios más exhaustivos para hacer sistemas más eficientes, económicos y seguros, ciertas investigaciones incluyendo el presente trabajo pretenden desarrollar modelos para implementar el almacenamiento de energía en la operación del sistema eléctrico, por este motivo en el presente caso de análisis desarrollado se relacionará a los sistemas de almacenamiento con la optimización en el despacho económico considerando flujos de potencia DC resultando de esta formulación costos operativos minimizados, en conclusión se podrá analizar cuan beneficioso es la integración del almacenamiento de energía en el despacho, como reduce la incertidumbre de firmeza de las energías renovables y como los flujos de potencia se comportan en lo que respecta a la cargabilidad de los enlaces.

2.2 Despacho económico con flujo de cargas

Abastecer a la demanda con suministro eléctrico es el principal objetivo del funcionamiento de sistema eléctrico de potencia principalmente incurriendo en la minimización de costos en su operación. Para el cumplimiento de este objetivo los estudios de planificación deben ser especializados por parte de los operadores en especial en el manejo de las unidades de generación y los paquetes energéticos que se entregan según las necesidades de la red eléctrica, este trabajo es un proceso exhaustivo debido al comportamiento dinámico de la demanda y la necesidad de

ser suplida en diferentes periodos, por lo tanto su programación es en función de dicho crecimiento y en una escala de tiempos cortos y largos [44], [45].

Por ende, el despacho económico constituye una de las operaciones más relevantes en la planificación al igual que las decisiones de puesta en marcha de las unidades energéticas, que ocurren en escalas de tiempos de minutos, horas y días [46]. El despacho define la operación del sistema mediante la concesión de toda la demanda óptimamente entre todas las unidades de generación disponibles, este evento ocurre en un corto plazo, pero su principal función objetivo para el cumplimiento de su misión es minimizar costos de todo el sistema operativo considerando sus respectivas restricciones, debido a la gran cantidad de variables, condiciones y tipo de ecuaciones se recurre al uso de programas computacionales para proceder a su resolución en los tiempos requeridos y hacer este proceso más eficiente, exacto y óptimo [47]. Básicamente los aspectos de un despacho son considerar la economía cuando la función objetivo es minimizar costos, considera el lado técnico cuando establece restricciones operativas de dicho sistema y finalmente incluye la tecnología con las formulaciones de modelos matemáticos por medios computacionales, detalladamente las características como recurso son [48]:

- Pronóstico de la demanda.
- Restricciones que gobiernan los componentes del sistema son aspectos técnicos básicamente para la seguridad de la red, calidad, limitaciones de maniobra, en el caso del almacenamiento estado de carga y límites máximos de carga y descarga.
- Costos operativos del sistema.

Por lo tanto, el modelo de despacho económico define la óptima operación del sistema asignando a cada generador y en este caso de estudio a cada unidad de almacenamiento una porción de carga para cumplir con la demanda total, cada unidad tendrá un costo que lo caracteriza por el tipo de central, por operación, mantenimiento, combustible, etc. Las funciones planteadas en el despacho definen costos totales y marginales, los totales reflejan económicamente como se mantiene una unidad operando a una potencia determinada, mientras que los marginales manifiestan los sobre costos de incrementar potencia demandada en una unidad de generación a ser despachada, este costo es fundamental ya que para minimizar los costos del sistema es necesario que las unidades que se vayan a emplear preferentemente sean los de menor costo marginal y así consecutivamente con las demás unidades dependiendo de su capacidad [49], [50]

Al tratar un despacho económico con flujo de carga quiere decir que se considera que las ecuaciones que gobiernan el problema de optimización son las de flujo de potencia y con costos asociados a los mismos en las restricciones de operación, el desafío presente trabajo es incorporar a los sistemas de almacenamiento de energía en dicho despacho económico aplicando conceptos básicos de las unidades de almacenamiento como restricciones adicionales, así proponiendo un modelo con flujo de carga en corriente continua que contempla los flujos de carga en distintos periodos de tiempo.

2.2.1 Despacho con restricción de red

Para la solución de los flujos de carga y despacho económico se establece una relación directa con costo de operación y la independencia de las generadoras y sistemas de almacenamiento, en la función

objetivo se incluye obligatoriamente la sumatoria de costos de las unidades o también pérdidas de ser el caso que por el momento se las desprecian.

La solución final del problema de optimización está condicionada por ciertas restricciones que deben ser cumplidas, se detallan las más representativas como son: el balance energético que es la correspondencia de la potencia generada y de consumo, también se debe considerar los límites de potencia máximos y mínimos que cada unidad puede contribuir, otra restricción son las rampas de potencia de subida y bajada de cada central, adicionalmente se incluye en el presente modelo restricciones de red y debido a la inclusión del almacenamiento se considera restricciones de potencia de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento [51].

El foco principal del presente estudio es incluir ciertas restricciones fundamentales como cumplir con la demanda nodal y total y como se mencionó también van los parámetros de trabajo de generadores, sistemas de almacenamiento de energía y unidades de involucradas, como una de las principales medidas que diferencian este estudio a parte de los parámetros del almacenamiento es el establecimiento de confines en la capacidad de transmisión con un flujo máximo de los enlaces de transferencia de potencia a esto se refiere al incluir restricciones de red y que la potencia transmitida por las líneas debe ser menos al límite máximo de seguridad, y para culminar adicionalmente se evalúa globalmente cada aspecto temporalmente (periodo de 24 horas) al ser un estudio a corto plazo.

2.3 Flujos de potencia en el modelo

Los flujos de potencia se han utilizado durante muchos años como una parte del estudio de optimización en el despacho económico [52]; los flujos de potencia

resultan en la obtención de los escenarios de régimen permanente con los que trabaja el sistema eléctrico de potencia como:

- La potencia que los generadores suministran al sistema en función de su capacidad.
- El consumo en cada nodo de la red.
- Las variables eléctricas en los elementos considerados en el análisis como: voltajes, ángulos, corrientes, potencias, etc.

La seguridad del sistema se basará en los estudios de flujo de potencia por lo tanto corresponde a realizar una evaluación del mismo, esta valoración es periódica dependiendo de los rangos de tiempo establecidos y según estos se puede visualizar el comportamiento de las variables e identificar variaciones extemporáneas, sobrecargas y predecir una alteración en la red inesperada simulando su estado para cierta demanda de carga en cierto tiempo, resultando también económicamente en un punto óptimo de operación [53]. En base a lo descrito y en resumen los flujos de potencia permiten encontrar una solución a ecuaciones del sistema de potencia, saber el valor de variables eléctricas de control, optimizar un objetivo principal y finalmente evaluar el comportamiento de la red; es decir con los flujos óptimos se va a hallar [54]:

- Una configuración óptima del sistema es el resultado de los flujos de carga.
- Costos totales en la generación.
- Cálculo de pérdidas que se presentan en la red de potencia.
- Perfiles de voltaje de los nodos del sistema.
- Determinación de la capacidad de las unidades generadoras.
- Acciones para control en el sistema eléctrico.

- Alivio de carga en caso de contingencias
- Seguridad y límites de operación.

La resolución de flujos de carga se clasifican en distintos métodos en función de las ecuaciones planteadas de acuerdo a la problemática, el primer método es cuando un problema es lineal con restricciones y objetivos planteados linealmente con variables continuas, el segundo cuando es una problemática no lineal al igual que la función objetivo y las limitaciones con variables igualmente continuas, y tercer problema es mixto lineal entero donde las variables son una combinación entre discretas y continuas [46], [55].

El estudio y análisis de flujo de carga de las líneas de transmisión del sistema planteado es obligadamente introducido debido a la consideración de la restricción de red siendo esta delimitar la capacidad máxima de potencia que se puede transportar en las líneas de transmisión, dependiendo del trato del flujo de potencia el problema de despacho económico se aproxima, los mecanismos de resolución de flujos de carga son en corriente alterna AC o flujos de potencia en corriente continua DC en función de los datos y necesidades de cálculo en el sistema.

2.3.1 Flujos de potencia AC

Los flujos de potencia en corriente alterna constituyen una parte para resolver modelos con diversos objetivos, estos flujos deben usar métodos de solución con programación no lineal debido a que constan de ecuaciones no lineales en todas sus funciones y restricciones [56].

El despacho económico con flujo de carga en corriente alterna permite resolver un flujo de potencia desacoplando la potencia activa y reactiva, con esta metodología se resuelve dos problemas, el

primero de potencia activa ($P - \theta$) que debe resolver los valores de dicha potencia y de los ángulos de los voltajes, y el segundo de potencia reactiva ($Q - V$) que en cambio debe resolver los valores de flujo de dicha potencia y los valores de voltajes para cada nodo del sistema [57]. Se emplean matrices con parámetros del sistema donde por cada iteración se recalculan dichos valores para n número de nodos hasta cumplir con el balance de potencia o función objetivo establecida. La estimación en el cálculo tiene una alta precisión, pero la velocidad es baja en base al número de variables y nodos [58], [59].

2.3.2 Flujos de potencia DC

Los flujos óptimos de potencia AC usan el método de Newton para encontrar las potencias, valores de voltajes y ángulos, pero como se mencionó es un método lento por la cantidad de ecuaciones y variables, el contraste con los flujos de carga en corriente continua es que estos son más simples no consideran pérdidas en las líneas y considera solo la potencia real, el despacho económico con flujo DC parte de similares simplificaciones del flujo de carga AC como son [58]:

- Establecer un valor de 1 los módulos del voltaje en todos los nodos de conexión.
- No se considera la potencia reactiva en los cálculos.
- Los ángulos de voltajes tienen una variación leve entre ellos.

En función a estas consideraciones los resultados son aproximados a los que se obtienen con un flujo AC completo, con la diferencia que se simplifica el número de ecuaciones de flujo y las ecuaciones son de tipo lineal disminuyendo la carga para la modelación. Los flujos de carga DC son un análisis lineal con un circuito de solución y modelado mucho más simple [60], [61].

En la formulación del presente trabajo de investigación se emplea flujos de carga en corriente continua en el despacho económico de diferentes tipos de unidades de generación con la inclusión en las ecuaciones de balance nodal a los sistemas de almacenamiento ubicados en nodos específicos y estos son considerados en las ecuaciones de balance nodal con la su potencia de carga y descarga.

3 Modelación matemática

La modelación matemática que se desarrolla en este numeral comprende la elaboración de un modelo de optimización que usará flujos de potencia DC con el fin de lograr el abastecimiento de la demanda hora a hora a mínimo costo, mediante el grupo de generadores disponibles y el aporte de los sistemas de almacenamiento por baterías, considerando para el efecto la modelación de una red eléctrica tipo. Como parte de la resolución modelo se conseguirá realizar un flujo óptimo de potencia DC, el cual definirá la potencia activa que se entrega al sistema hora a hora por parte de los generadores y los Sistemas de Almacenamiento, durante un período de 24 horas, cumpliendo con las restricciones operativas del grupo de generación, las limitaciones que imponen los sistemas de almacenamiento y las condiciones propias de la red modelada, entre ellas la cargabilidad de los enlaces. Por lo citado en los siguientes acápites se desarrolla la formulación matemática correspondiente.

3.1 Problema de optimización

El modelo matemático debe considerar la optimización del uso del grupo de centrales de generación y de los sistemas de almacenamiento mediante la aplicación de flujos óptimos de potencia DC, cuyas ecuaciones conllevan a resolver un problema de optimización de carácter

lineal, el detalle del modelaje se describe a continuación.

3.1.1 Función objetivo

Dado que el modelado se enfoca a optimizar el uso del parque generador disponible y los sistemas de almacenamiento cuando se encuentran en operación, es adecuado establecer como objetivo la minimización del costo operativo del sistema, el cual es hallado al considerar el costo variable de producción de los generadores térmicos y el precio de venta de los generadores no convencionales. La ecuación asociada a esta función es la que se describe a continuación:

$$FO = \sum_h^H \sum_b^B \left[\sum_{TE} C_{v_{TE}} \cdot G_{(TE,b,h)} + \sum_{HE} P_{v_{HE}} \cdot G_{(HE,b,h)} + \sum_{EO} P_{v_{EO}} \cdot G_{(EO,b,h)} + \sum_{FV} P_{v_{FV}} \cdot G_{(FV,b,h)} \right] \quad (1)$$

Donde:

h	Corresponde a la hora analizada
b	Corresponde a una barra del sistema analizada
H	Espacio total de tiempo del análisis equivalente a las 24 horas
B	Total de nodos en la red de análisis
TE	Generador/es del tipo termoeléctrico
HE	Generador/es del tipo hidroeléctrico
EO	Generador/es del tipo eólico
FV	Generador/es del tipo fotovoltaico

Cv_{TE}	Costo variable de producción del generador de tipo termoeléctrico
Pv_{HE}	Precio para la venta de electricidad del generador/es del tipo hidroeléctrico
Pv_{EO}	Precio para la venta de electricidad del generador/es del tipo eólico
Pv_{FV}	Precio para la venta de electricidad del generador/es del tipo fotovoltaico
$G_{(TE,b,h)}$	Despacho de potencia activa en cada nodo por cada hora del generador/es del tipo termoeléctrico
$G_{(HE,b,h)}$	Despacho de potencia activa en cada nodo por cada hora del generador/es del tipo hidroeléctrico
$G_{(EO,b,h)}$	Despacho de potencia activa en cada nodo por cada hora del generador/es del tipo eólico
$G_{(FV,b,h)}$	Despacho de potencia activa por cada nodo en cada hora del generador/es del tipo fotovoltaico.

3.1.2 Balance de potencia activa por nodo

La restricción que se presenta se sustenta en la conservación de la energía cuyo concepto aplicable se basa en que la energía que se inyecta en un nodo de la red eléctrica es idéntica a la energía que en dicho nodo es consumida y/o entregada al sistema. Para el estudio se deberá tomar en consideración la inyección de energía de los diferentes tipos de generadores, así como también la carga que debe abastecerse incluyendo el flujo de potencia que fluye por los enlaces que se encuentran conectados al nodo de análisis, en cualquiera de los casos se debe modelar los

sistemas de almacenamiento, en tal sentido, la formulación resulta ser la siguiente:

$$\sum_{EO} G_{(EO,b,h)} + \sum_{FV} G_{(FV,b,h)} + \sum_{TE} G_{(TE,b,h)} + \sum_{HE} G_{(HE,b,h)} + \sum_{SA} [Gd_{(SA,b,h)} - Gc_{(SA,b,h)}] = \sum_{j=1}^B Fl_{b,j,h} + Carga_{(b,h)} \quad (2)$$

$$Fl_{b,j,h} = \frac{1}{X_{b,j}} \cdot (\delta_{b,h} - \delta_{j,h}) \quad (3)$$

Donde:

h	Corresponde a la hora analizada
b	Corresponde a una barra del sistema analizada
H	Espacio total de tiempo del análisis equivalente a las 24 horas
B	Total de nodos en la red de análisis
TE	Generador/es del tipo termoeléctrico
HE	Generador/es del tipo hidroeléctrico
EO	Generador/es del tipo eólico
FV	Generador/es del tipo fotovoltaico
$Gd_{(SA,b,h)}$	Variable que determina la descarga del sistema de almacenamiento en cada nodo y por cada hora
$Gc_{(SA,b,h)}$	Variable que determina la carga del sistema de almacenamiento en cada nodo y por cada hora

$Fl_{b,j,h}$	Flujo de potencia en el enlace conformado entre el nodo b y j
$G_{(TE,b,h)}$	Despacho de potencia activa en cada nodo por cada hora del generador/es del tipo termoeléctrico
$G_{(HE,b,h)}$	Despacho de potencia activa en cada nodo por cada hora del generador/es del tipo hidroeléctrico
$G_{(EO,b,h)}$	Despacho de potencia activa en cada nodo por cada hora del generador/es del tipo eólico
$G_{(FV,b,h)}$	Despacho de potencia activa por cada nodo en cada hora del generador/es del tipo fotovoltaico.
$X_{b,j}$	Reactancia del enlace ubicado entre el nodo b y j
$\delta_{b,h}$	Angulo en el nodo b en cada hora
$\delta_{j,h}$	Angulo en el nodo j en cada hora

3.1.3 Pendientes para la toma de carga de los generadores

Las características técnicas de los generadores térmicos e hidroeléctricos permiten que éstos puedan entregar o reducir su producción de energía de forma horaria en función al requerimiento operativo del sistema, cuya modelación corresponden a la siguiente ecuación.

$$\begin{aligned} G_{(TE,b,h+1)} - G_{(TE,b,h)} &\leq RCN_{TE} \\ G_{(HE,b,h+1)} - G_{(HE,b,h)} &\leq RCN_{HE} \end{aligned} \quad (4)$$

$$\begin{aligned} G_{(TE,b,h-1)} - G_{(TE,b,h)} &\leq RDN_{TE} \\ G_{(HE,b,h-1)} - G_{(HE,b,h)} &\leq RDN_{HE} \end{aligned} \quad (5)$$

Donde:

h	Corresponde a la hora analizada
-----	---------------------------------

b	Corresponde a una barra del sistema analizada
TE	Generador/es del tipo termoeléctrico
HE	Generador/es del tipo hidroeléctrico
$G_{(TE,b,h)}$	Despacho de potencia activa en cada nodo por cada hora del generador/es del tipo termoeléctrico
$G_{(HE,b,h)}$	Despacho de potencia activa en cada nodo por cada hora del generador/es del tipo hidroeléctrico
$X_{b,j}$	Reactancia del enlace ubicado entre el nodo b y j
$\delta_{b,h}$	Angulo en el nodo b en cada hora
$\delta_{j,h}$	Angulo en el nodo j en cada hora
RCN_{TE}	Rampa neta de carga para la entrega de potencia para los generadores térmicos
RCN_{HE}	Rampa neta de carga para la entrega de potencia para los generadores hidroeléctricos
RDN_{TE}	Rampa neta de descarga para la reducción de potencia para los generadores térmicos
RD_{HE}	Rampa neta de descarga para la reducción de potencia para los generadores hidroeléctrico

3.1.4 Estado de carga de los sistemas de almacenamiento

Los sistemas de almacenamiento que usan baterías deben considerar el estado de carga de estos elementos, con el fin de no afectar la vida útil del dispositivo y además permite establecer la carga y descarga de la batería, en este sentido, el modelado corresponde a la siguiente formulación de la siguiente manera.

$$EdC_{b,h} = EdCo_{b,h} + EdC_{b,h-1} + Gc_{(SA,b,h)} \cdot \varepsilon c_{SA} - \frac{Gd_{(SA,b,h)}}{\varepsilon d_{SA}} \quad (6)$$

Donde:

h	Corresponde a la hora analizada
b	Corresponde a una barra del sistema analizada
$EdC_{b,h}$	Estado de carga en el cada nodo por cada hora
$EdCo_{b,h}$	Estado de carga inicial que se encuentra en el nodo b y el en la hora inicial
$Gd_{(SA,b,h)}$	Variable que determina la descarga del sistema de almacenamiento en cada nodo y por cada hora
$Gc_{(SA,b,h)}$	Variable que determina la carga del sistema de almacenamiento en cada nodo y por cada hora
εd_{SA}	Eficiencia en la descarga del sistema de almacenamiento.
εc_{SA}	Eficiencia en la carga del sistema de almacenamiento.

3.1.5 Límites en los sistemas de almacenamiento

Dado que la operación de los sistemas de almacenamiento se sujeta al valor del estado de carga y a su vez esta variable está relacionada con la cantidad de energía liberada y absorbida del sistema, todo esto con el fin de mantener la vida útil de estos sistemas, razón por la que, es pertinente definir los límites correspondientes para los parámetros antes descrito de acuerdo a la siguiente modelación matemática.

$$EdC_{b,max} \geq EdC_{b,h} \geq 20\% \cdot EdC_{b,max} \quad (7)$$

$$(8)$$

$$70\% \cdot EdC_{b,max} \geq Gd_{(SA,b,h)} \geq 0$$

$$50\% \cdot EdC_{b,max} \geq Gc_{(SA,b,h)} \geq 0 \quad (9)$$

Donde:

h	Corresponde a la hora analizada
b	Corresponde a una barra del sistema analizada
$EdC_{b,h}$	Estado de carga en el cada nodo por cada hora
$EdC_{b,max}$	Estado de carga máximo en cada nodo independiente de la hora
$Gd_{(SA,b,h)}$	Variable que determina la descarga del sistema de almacenamiento en cada nodo y por cada hora
$Gc_{(SA,b,h)}$	Variable que determina la carga del sistema de almacenamiento en cada nodo y por cada hora

3.1.6 Límites de capacidad del parque generador

Los generadores, independientemente de su tecnología, tienen limitaciones técnicas para la producción mínima y máxima de energía, en tal contexto se requiere modelar la entrega mínima y máxima de potencia de forma horaria, lo que se ilustra en las siguientes ecuaciones.

$$0 \leq G_{(TE,b,h)} \leq G_{(TE \max)} \quad (10)$$

$$0 \leq G_{(HE,b,h)} \leq G_{(HE \max)} \quad (11)$$

$$0 \leq G_{(EO,b,h)} \leq Cap_{EO} \cdot Pr_{EO,h} \quad (12)$$

$$0 \leq G_{(FV,b,h)} \leq Cap_{FV} \cdot Pr_{FV,h} \quad (13)$$

Donde:

$G_{(TE,b,h)}$	Despacho de potencia activa en cada nodo por
----------------	--

	cada hora del generador/es del tipo termoeléctrico
$G_{(HE,b,h)}$	Despacho de potencia activa en cada nodo por cada hora del generador/es del tipo hidroeléctrico
$G_{(EO,b,h)}$	Despacho de potencia activa en cada nodo por cada hora del generador/es del tipo eólico
$G_{(FV,b,h)}$	Despacho de potencia activa por cada nodo en cada hora del generador/es del tipo fotovoltaico.
$G_{(TE\ max)}$	Capacidad máxima de potencia a ser entregada por los generadores térmicos
$G_{(HE\ max)}$	Capacidad máxima de potencia a ser entregada por los generadores hidroeléctricos
Cap_{EO}	Capacidad nominal de los generadores eólicos
Cap_{FV}	Capacidad nominal de los generadores fotovoltaicos
$Pr_{EO,h}$	Probabilidad de ocurrencia horaria del recurso primario eólico
$Pr_{FV,h}$	Probabilidad de ocurrencia horaria del recurso primario fotovoltaico

3.1.7 Límites de capacidad de la red

La modelación de la red es importante para los flujos de potencia DC, por lo tanto, en este numeral se formula la restricción de la capacidad máxima de los enlaces.

$$-Lim_{b,j} \leq Fl_{b,j,h} \leq Lim_{b,j} \quad (14)$$

Donde:

$Fl_{b,j,h}$	Flujo de potencia en el enlace conformado entre el nodo b y j
--------------	---

$Lim_{b,j}$	Límite de cargabilidad del enlace entre el nodo b y j
-------------	---

3.1.8 Energía Hidráulica

Esta modelación muestra el límite máximo de energía que las centrales del tipo hidráulico deben considerar para su despacho en las 24 horas, la formulación corresponde a:

$$\sum_h^H \sum_b^B \sum_{HE} G_{(HE,b,h)} \leq H * fp * \sum_{HE} G_{(HE\ max)} \quad (15)$$

Donde:

h	Corresponde a la hora analizada
b	Corresponde a una barra del sistema analizada
H	Espacio total de tiempo del análisis equivalente a las 24 horas
B	Total de nodos en la red de análisis
$G_{(HE,b,h)}$	Despacho de potencia activa en cada nodo por cada hora del generador/es del tipo hidroeléctrico
HE	Generador/es del tipo hidroeléctrico
$G_{(HE\ max)}$	Capacidad máxima de potencia a ser entregada por los generadores hidroeléctricos
fp	Factor de planta para todas las centrales hidráulicas

4 Aplicación práctica

El modelado descrito será aplicado de manera práctica en una red eléctrica tipo IEEE de 24 nodos, dentro del cual se ubican 17 cargas, 20 generadores, 2

sistemas de almacenamiento y 38 enlaces, el detalle de cada componente se muestra en los siguientes numerales.

4.1 Parque generador

El parque generador a usar se divide en 4 tipos de tecnologías, siendo estas térmica, hidroeléctrica, fotovoltaica y eólica, los parámetros técnicos se presentan a continuación y corresponden a los establecidos en [62].

Tabla 1. Datos técnicos de los generadores térmicos e hidroeléctricos.

	Nodo	Pmax (MW)	Pmin (MW)	RNC (MW/h)	RND (MW/h)	Tg
G1	18	400	100	47	47	T
G2	21	400	100	47	47	T
G3	1	152	30.4	14	14	T
G4	2	152	30.4	14	14	T
G5	15	155	54.25	21	21	T
G6	16	155	54.25	21	21	T
G7	23	310	108.5	21	21	T
G8	23	350	140	28	28	T
G9	7	350	75	49	49	T
G10	13	591	206.85	21	21	T
G11	15	60	12	7	7	T
G12	22	300	0	35	35	T
G13	14	230	0	100	100	H
G14	3	120	0	60	60	H
G15	10	40	0	20	20	H

Donde:

<i>RNC</i>	Rampa neta de carga
<i>RND</i>	Rampa neta de descarga
<i>Tg</i>	Tipo de tecnología
<i>T</i>	Térmico
<i>H</i>	Hidroeléctrico

Tomando en cuenta los parámetros establecido en [63], se esboza los datos de los generadores que usan energía renovable no convencional, incluyendo la ocurrencia del recurso que será usado para

la evaluación en los diferentes periodos de tiempo.

Tabla 2. Datos técnicos de los generadores que usan energía renovable.

	EO1	EO2	EO3	FV1	FV2
Neonex	8	19	21	17	23
Cap (MW)	200	150	100	80	60
Probabilidad de ocurrencia					
Tiempo	Eólico		Fotovoltaico		
h1	0.0788		0		
h2	0.0866		0		
h3	0.1173		0		
h4	0.2588		0		
h5	0.3613		0		
h6	0.5666		0.024		
h7	0.6507		0.08		
h8	0.5666		0.16		
h9	0.4839		0.25		
h10	0.548		0.56		
h11	0.7573		0.81		
h12	0.7107		0.92		
h13	0.8707		1		
h14	0.932		0.96		
h15	0.9666		0.81		
h16	1		0.64		
h17	0.8693		0.4		
h18	0.6654		0.1		
h19	0.6561		0		
h20	0.5613		0		
h21	0.5654		0		
h22	0.5561		0		
h23	0.7239		0		
h24	0.84		0		

Donde:

<i>EO</i>	Generación eólica
<i>FV</i>	Generación fotovoltaica
<i>h</i>	Horas analizadas
<i>Nconex</i>	Nodo de conexión
<i>Can</i>	Capacidad nominal

La conectividad entre las fuentes de generación y cada uno de los nodos, así como los precios de cada fuente se muestran en la Tabla 3, dichos aspectos son sustanciales para la resolución del problema de optimización planteado. La determinación de los precios de los diferentes tipos de generadores se utilizó [64] para generadores térmicos y [65] para los generadores con energías renovables.

Tabla 3. Datos técnicos de los generadores que usan energía renovable

Item	Gen	Nodo	Precio (USD/MWh)
1	TG 1	18	56.5
2	TG 2	21	57.5
3	TG 3	1	130
4	TG 4	2	130
5	TG 5	15	160
6	TG 6	16	101
7	TG 7	23	101
8	TG 8	23	101
9	TG 9	7	201
10	TG 10	13	50.9
11	TG 11	15	260
12	TG 12	22	75
13	HG 1	14	36
14	HG 2	3	23
15	HG 3	10	42
16	EO 1	8	43
17	EO 2	19	43
18	EO 3	21	43
19	FV 1	17	35
20	FV 2	23	35

Donde:

EO Generación eólica
FV Generación fotovoltaica
TG Generación térmica
HG Generación hidroeléctrica

4.2 Sistemas de almacenamiento

Los sistemas de almacenamiento se encuentran ubicados en los nodos 19 y 21, para su modelación se usarán los parámetros técnicos son los establecidos en [66], los cuales se muestran a continuación:

Tabla 4. Parámetros generales de los sistemas de almacenamiento.

Sistema de almacenamiento 1		Sistema de almacenamiento 2	
<i>Nconex</i>	19	<i>Nconex</i>	21
<i>EdC_{max}</i>	200 MW	<i>EdC_{max}</i>	100 MW

Donde:

EdC_{max} Estado de carga máximo
Nconex Nodo de conexión

Para ambos sistemas de almacenamiento se usarán los siguientes parámetros.

Tabla 5. Parámetros técnicos de los sistemas de almacenamiento

Parámetro	Valor
<i>EdC₀</i>	$0.2 \cdot EdC_{max}$
<i>Gd_{max}</i>	$0.3 \cdot EdC_{max}$
<i>Gd_{min}</i>	0 MW
<i>Gc_{max}</i>	$0.3 \cdot EdC_{max}$
<i>Gc_{min}</i>	0 MW
ε_c	95%
ε_d	90%

Donde:

EdC₀ Estado de Carga inicial
Gd_{max} Potencia máxima de descarga
Gd_{min} Potencia mínima de descarga
Gc_{max} Potencia máxima de carga
Gc_{min} Potencia mínima de carga
 ε_c Eficiencia de la carga
 ε_d Eficiencia de la descarga

4.3 Red modelo IEEE 24 nodos

Para poder modelar los flujos de potencia DC se usará un modelo de red tipo de 24 nodos, la cual está compuesta por una serie de enlaces eléctricos y cargas, el diagrama unifilar se muestra en la Figura 4.

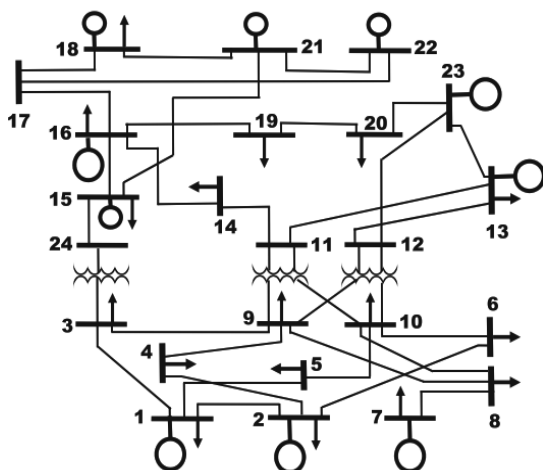


Figura 4. Diagrama unifilar IEEE 24 nodos.

Los parámetros de la red que corresponden al modelo IEEE 24 nodos se describen en la Tabla 6.

Tabla 6. Parámetros de red IEEE 24 nodos.

Nodo a	Nodo b	R (pu)	X(pu)	B(pu)	Límite MW
1	2	0.0026	0.0139	0.4611	175
1	3	0.0546	0.2112	0.0572	175
1	5	0.0218	0.0845	0.0229	175
2	4	0.0328	0.1267	0.0343	175
2	6	0.0497	0.192	0.052	175
3	9	0.0308	0.119	0.0322	175
3	24	0.0023	0.0839	0	400
4	9	0.0268	0.1037	0.0281	175
5	10	0.0228	0.0883	0.0239	175
6	10	0.0139	0.0605	2.459	175
7	8	0.0159	0.0614	0.0166	175
8	9	0.0427	0.1651	0.0447	175
8	10	0.0427	0.1651	0.0447	175
9	11	0.0023	0.0839	0	400
9	12	0.0023	0.0839	0	400
10	11	0.0023	0.0839	0	400
10	12	0.0023	0.0839	0	400
11	13	0.0061	0.0476	0.0999	500
11	14	0.0054	0.0418	0.0879	500

12	13	0.0061	0.0476	0.0999	500
12	23	0.0124	0.0966	0.203	500
13	23	0.0111	0.0865	0.1818	500
14	16	0.005	0.0389	0.0818	500
15	16	0.0022	0.0173	0.0364	500
15	21	0.0063	0.049	0.103	500
15	21	0.0063	0.049	0.103	500
15	24	0.0067	0.0519	0.1091	500
16	17	0.0033	0.0259	0.0545	500
16	19	0.003	0.0231	0.0485	500
17	18	0.0018	0.0144	0.0303	500
17	22	0.0135	0.1053	0.2212	500
18	21	0.0033	0.0259	0.0545	500
18	21	0.0033	0.0259	0.0545	500
19	20	0.0051	0.0396	0.0833	500
19	20	0.0051	0.0396	0.0833	500
20	23	0.0028	0.0216	0.0455	500
20	23	0.0028	0.0216	0.0455	500
21	22	0.0087	0.0678	0.1424	500

Complementario a lo antes indicado, se describen a continuación los parámetros eléctricos establecidos por cada nodo del sistema eléctrico modelado.

Tabla 7. Parámetros eléctricos de los nodos del sistema IEEE 24 nodos.

Nodo	Tipo	Pc MW	Qc MVar	Voltaje kV
1	2	108	22	138
2	2	97	20	138
3	1	180	37	138
4	1	74	15	138
5	1	71	14	138
6	1	136	28	138
7	2	125	25	138
8	1	171	35	138
9	1	175	36	138
10	1	195	40	138
11	1	0	0	230
12	1	0	0	230
13	3	265	54	230
14	2	194	39	230
15	2	317	64	230
16	2	100	20	230
17	1	0	0	230
18	2	333	68	230
19	1	181	37	230
20	1	128	26	230

21	2	0	0	230
22	2	0	0	230
23	2	0	0	230
24	1	0	0	230

Dado que el estudio considera el abastecimiento de la demanda para las horas del día, es necesario que cada nodo de carga deba tener una curva de demanda, para el efecto se usará la probabilidad de ocurrencia obtenida de demanda del sector eléctrico del sector eléctrico ecuatoriano [64], los valores obtenidos de dicha probabilidad se describen en la Tabla 8 y se ilustran en la Figura 5.

Tabla 8. Ocurrencia de la curva de demanda aplicada a los nodos de carga.

Tiempo	Ocurrencia	Tiempo	Ocurrencia
h1	57.0%	h13	84.2%
h2	59.2%	h14	83.8%
h3	57.6%	h15	86.7%
h4	57.0%	h16	94.6%
h5	57.5%	h17	97.2%
h6	64.3%	h18	100.0%
h7	72.2%	h19	98.0%
h8	76.6%	h20	93.8%
h9	81.1%	h21	89.1%
h10	82.0%	h22	81.1%
h11	83.5%	h23	76.0%
h12	84.9%	h24	71.5%

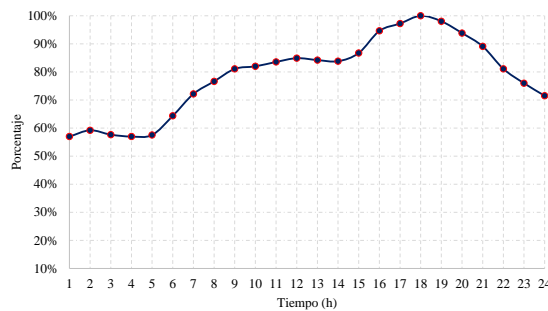


Figura 5. Ocurrencia de la curva de demanda aplicada a los nodos de carga

Los datos y parámetros detallados, serán los que se aplicarán en el modelo de optimización desarrollado, para posteriormente sea resuelto mediante el software GAMS aplicando programación lineal.

4.4 Esquema de solución

Para resolver el problema de optimización se debe aplicar una secuencia de actividades iniciando por la obtención de parámetros del parque de generación, los sistemas de almacenamiento y la red modelo; luego de aquello se aplica a la carga nodal la ocurrencia de la curva de carga para posteriormente proceder a realizar los óptimos flujos de potencia DC, resultado del proceso se obtiene el abastecimiento de la demanda para múltiples períodos de tiempo, el proceso detallado se muestra en la Tabla 9

Tabla 9. Algoritmo de solución

Paso 1:	Ingreso de datos técnicos y económicos del parque generador
Paso 2:	Elaboración de matriz de conectividad entre generadores y nodos
Paso 3:	Inclusión de los parámetros de la red, enlaces, cargas, tipo de barra, etc.
Paso 4:	Inserción de la probabilidad de ocurrencia del recurso (viento y solar)
Paso 5:	Inserción de la ocurrencia de la curva de demanda horaria a aplicarse en todas las cargas
Paso 6:	Entrada de los parámetros de los Sistema de Almacenamiento.
Paso 7:	Modelo de Optimización

Set Parámetros del parque de generación y de los sistemas de almacenamiento

Set Parámetros de la red

Set Variables

$$Gd_{(SA,b,h)}, Gc_{(SA,b,h)}, Fl_{b,j,h},$$

$$G_{(TE,b,h)}, G_{(HE,b,h)},$$

$$G_{(EO,b,h)}, G_{(FV,b,h)}, \delta_{b,h}, \delta_{j,h}$$

Función Objetivo

$$Obj = \sum_h^H \sum_b^B \left[\sum_{TE} C_{v_{TE}} \cdot G_{(TE,b,h)} + \sum_{HE} P_{v_{HE}} \cdot G_{(HE,b,h)} + \sum_{EO} P_{v_{EO}} \cdot G_{(EO,b,h)} + \sum_{FV} P_{v_{FV}} \cdot G_{(FV,b,h)} \right]$$

Restricciones

$$\begin{aligned} Fl_{b,j,h} &= \frac{1}{X_{b,j}} \cdot (\delta_{b,h} - \delta_{j,h}) \\ \sum_{EO} G_{(EO,b,h)} + \sum_{FV} G_{(FV,b,h)} &+ \sum_{TE} G_{(TE,b,h)} \\ &+ \sum_{HE} G_{(HE,b,h)} \\ &+ \sum_{SA} [Gd_{(SA,b,h)} - Gc_{(SA,b,h)}] \\ &= \sum_{j=1}^B Fl_{b,j,h} \\ &+ Carga_{(b,h)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} EdC_{b,h} &= EdCo_{b,h} + EdC_{b,h-1} \\ &+ Gc_{(SA,b,h)} \cdot \varepsilon_{CSA} \\ &- \frac{Gd_{(SA,b,h)}}{\varepsilon_{dSA}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} G_{(TE,b,h+1)} - G_{(TE,b,h)} &\leq RCN_{TE} \\ G_{(HE,b,h+1)} - G_{(HE,b,h)} &\leq RCN_{HE} \\ G_{(TE,b,h-1)} - G_{(TE,b,h)} &\leq RDN_{TE} \\ G_{(HE,b,h-1)} - G_{(HE,b,h)} &\leq RDN_{HE} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} EdC_{b,max} &\geq EdC_{b,h} \\ &\geq 20\% \\ &\cdot EdC_{b,max} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} 70\% \cdot EdC_{b,max} &\geq Gd_{(SA,b,h)} \geq 0 \\ 50\% \cdot EdC_{b,max} &\geq Gc_{(SA,b,h)} \geq 0 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} 0 &\leq G_{(TE,b,h)} \leq G_{(TE,max)} \\ 0 &\leq G_{(HE,b,h)} \leq G_{(HE,max)} \\ 0 &\leq G_{(EO,b,h)} \leq Cap_{EO} \cdot Pr_{EO,h} \\ 0 &\leq G_{(FV,b,h)} \leq Cap_{FV} \cdot Pr_{FV,h} \end{aligned}$$

$$-Lim_{b,j} \leq Fl_{b,j,h} \leq Lim_{b,j}$$

$$\sum_h^H \sum_b^B \sum_{HE} G_{(HE,b,h)} \leq H * fp * \sum_{HE} G_{(HE,max)}$$

Paso 8 Establecimiento de casos de estudio

Paso 9 Evaluación de resultados

Paso 8 Fin

4.5 Casos de estudio

La evaluación del modelo de optimización se lo efectuará a través de dos casos de estudio. El caso inicial tendrá por objeto abastecer la demanda horaria en cada nodo de la red que tenga carga, a través de la utilización de flujos óptimos de potencia DC con restricciones de red, para el efecto, en este caso únicamente se considerará el parque generador disponible sin tomar en cuenta los sistemas de almacenamiento, con el objeto de minimizar el costo operacional del sistema. El siguiente caso de estudio considerará como base el caso inicial, al cual se le incluirá la intervención de los sistemas de almacenamiento.

Para los descritos casos de estudio, se considerará un factor de planta de 0,5 para las unidades hidroeléctricas, la evaluación de las variables eléctricas será realizada, al menos, en los nodos donde se encuentran ubicados los sistemas de almacenamiento. La demanda nodal tendrá la característica horaria, el valor global evaluado en el sistema es el que se muestra en Tabla 10 y presentados en la Figura 6.

Tabla 10. Demanda horaria total del sistema.

Hora	Demanda (MW)	Hora	Demanda MW
t1	1 623.36	t13	2 400.27
t2	1 687.20	t14	2 388.59
t3	1 642.46	t15	2 471.81
t4	1 623.36	t16	2 696.39
t5	1 639.32	t17	2 771.34
t6	1 833.69	t18	2 850.00
t7	2 056.56	t19	2 793.86
t8	2 183.67	t20	2 673.87

t9	2 310.78	t21	2 539.07
t10	2 336.43	t22	2 310.78
t11	2 381.18	t23	2 164.58
t12	2 419.37	t24	2 037.18

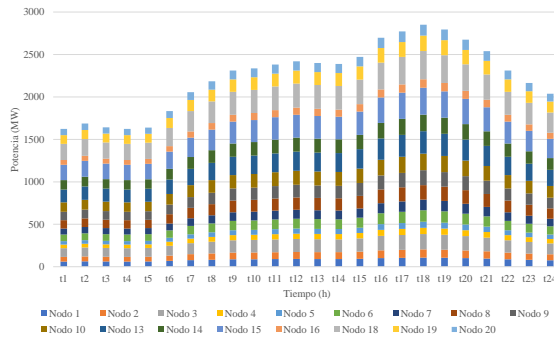


Figura 6. Demanda horaria del sistema por cada nodo de carga del sistema IEEE 24 nodos

Finalmente, el esquema de solución conllevará la ejecución de las actividades descritas en la parte pertinente, de lo cual se obtendrá los resultados que serán evaluados en el siguiente numeral.

5 Análisis de resultados

Una vez obtenidos los resultados para cada caso de estudio, en el presente numeral se procede a evaluar los mismos desde el ámbito técnico y económico

5.1 Caso Inicial

Como parte inicial de la evaluación de los resultados se procede al análisis del despacho horario obtenido por tipo de tecnología cuyos resultados se presentan en la Tabla 11.

Tabla 11. Despacho horario por tipo de generador - Caso 1.

Hora	G-Térmico MW	G-Hidro MW	G-EO MW	G-FV MW
t1	1 467.90	120.00	35.46	
t2	1 527.90	120.33	38.97	
t3	1 433.90	155.77	52.79	
t4	1 386.90	120.00	116.46	
t5	1 356.74	120.00	162.59	

t6	1 450.74	124.62	254.97	3.36
t7	1 527.92	224.62	292.82	11.20
t8	1 621.92	284.38	254.97	22.40
t9	1 708.03	350.00	217.76	35.00
t10	1 708.03	303.40	246.60	78.40
t11	1 682.97	244.02	340.79	113.40
t12	1 729.97	240.78	319.82	128.80
t13	1 727.67	140.78	391.82	140.00
t14	1 707.80	126.99	419.40	134.40
t15	1 742.80	180.64	434.97	113.40
t16	1 871.80	284.99	450.00	89.60
t17	1 966.57	357.59	391.19	56.00
t18	2 146.57	390.00	299.43	14.00
t19	2 108.61	390.00	295.25	
t20	2 031.28	390.00	252.59	
t21	1 914.64	370.00	254.43	
t22	1 785.64	274.90	250.25	
t23	1 656.64	182.18	325.76	
t24	1 539.18	120.00	378.00	

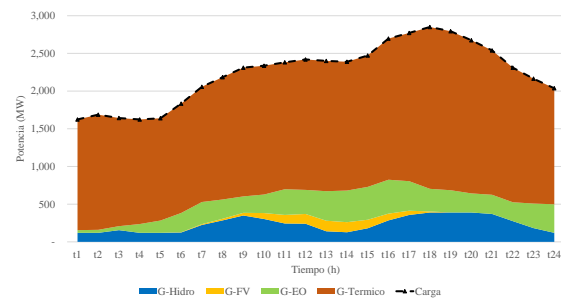


Figura 7. Despacho horario por tipo de tecnología - Caso 1

De la Figura 7 se deduce que el aporte energético significativo para abastecer la demanda horariamente corresponde a la generación del tipo térmico, al evaluar los montos energéticos se obtiene el resumen descrito en la Tabla 12.

Tabla 12. Energía total suministrada por tipo de generador - Caso 1.

	Energía (MWh)	Porcentaje
G-Térmico	40 802.08	76%
G-Hidro	5 616.00	10%

G-EO	6 477.03	12%
G-FV	939.96	2%
Total	53 835.07	100%

De la Tabla 12 se observa que el 76% de la energía para abastecer la demanda proviene de la generación térmica (12 generadores) y el 24% es repartido por la generación hidroeléctrica con el 10% y las energías renovables con el 14%. Por consiguiente, se concluye que el despacho efectuado permite el abastecimiento de la demanda en cada hora.

Una vez evaluado el abastecimiento global, se procede a realizar un análisis por demanda mínima (hora 5), demanda media (hora 12) y demanda máxima (hora 18), de lo cual se obtiene la Tabla 13.

Tabla 13. Energía por tipo de generador por demanda – Caso 1.

	G-Térmico (MWh)	G-Hidro (MWh)	G-EO (MWh)	G-FV (MWh)
D. Min (t5)	1 356.74	120.00	162.59	
D. Med (t12)	1 729.97	240.78	319.82	128.80
D. Max (t18)	2 146.57	390.00	299.43	14.00

Tabla 14. Porcentaje de la energía por tipo de generador por demanda – Caso 1.

	G-Térmico	G-Hidro	G-EO	G-FV
D. Min (t5)	83%	7%	10%	0%
D. Med (t12)	72%	10%	13%	5%
D. Max (t18)	75%	14%	11%	0%
Promedio	77%	10%	11%	2%

De los resultados, se observa que en promedio se mantiene que la generación térmica entrega el 77% de su energía para el abastecimiento de la demanda, mientras que el 23% restante es abastecido por la generación hidroeléctrica, eólica y fotovoltaica, la Figura 8 muestra lo descrito anteriormente.

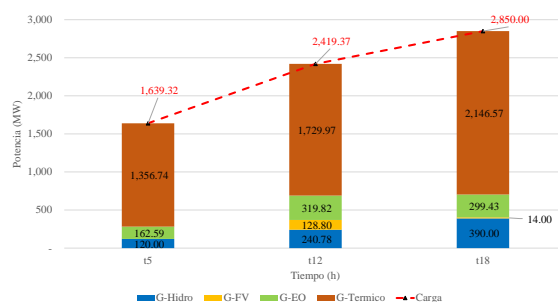


Figura 8. Despacho por tipo de generador por demanda – Caso 1.

Con la finalidad de evaluar el balance nodal, se procede a realizar el análisis por demanda en los nodos 19 y 21, dado que en los mencionados nodos se implementaría los sistemas de almacenamiento. Para el nodo 19 se obtiene el diagrama unifilar ilustrado en la Figura 9.

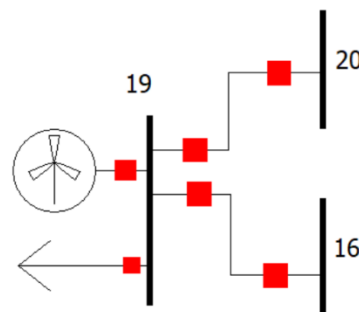


Figura 9. Diagrama unifilar nodo 19 – Caso 1

Tabla 15. Balance en nodo 19 por tipo de demanda – Caso 1.

	D. Min (t5) MW	D. Med (t12) MW	D. Max (t18) MW
G-EO	54.20	106.61	99.81
F-19-16	102.54	0.24	-86.39
F-19-20	-152.45	-47.29	5.20
Carga	104.11	153.65	181.00
Ingreso	206.65	153.90	186.20
Entrega	206.65	153.90	186.20
Balance	-	-	-

De la Tabla 15 se puede señalar que el modelo de optimización permite satisfacer el balance nodal para cualquiera de los periodos de tiempo y en cualquiera de los

nodos de la red, para el caso del nodo 19, se observa que existe el despacho de potencia del generador eólico pero el balance se logra con los flujos de potencia DC que fluyen por los enlaces entre el nodo 19 y nodo 16 y entre el nodo 19 y nodo 20. De la misma forma se procede el análisis para el nodo 21, en el cual se incorporaría otro sistema de almacenamiento, el diagrama unifilar asociado a dicho nodo se muestra en el Figura 10.

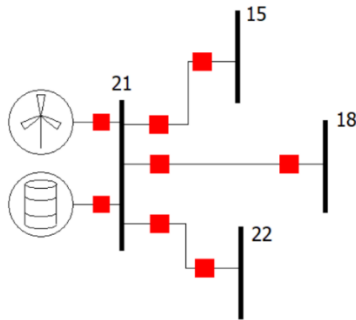


Figura 10. Diagrama unifilar nodo 21 – Caso 1

Tabla 16. Balance en nodo 21 por tipo de demanda – Caso 1.

	D. Min (t5) MW	D. Med (t12) MW	D. Max (t18) MW
G-Térmico	100.00	234.17	400.00
G-EO	36.13	71.07	66.54
F-21.15	88.67	297.38	424.79
F-21.18	43.17	-1.64	104.76
F-21.22	4.29	9.50	-63.01
Ingreso	136.13	305.24	466.54
Entrega	136.13	305.24	466.54
Balance	-	-	-

De la Tabla 16 se observa que para el nodo 21 se cumple el balance para cada una de las demandas analizadas, lo que conlleva nuevamente a validar el modelo planteado. En este balance nodal, se observa que la energía introducida por parte de los generadores de tipo eólico y térmico es igual a los flujos que se entregan al sistema a través de los enlaces entre el nodo 21 y 15, nodo 21 y nodo 18 y nodo 21 y nodo 22.

De forma complementaria al análisis técnico, se procede a evaluar los costos operativos que servirán como línea base para posteriormente realizar la comparación con los costos del caso subsiguiente. La Tabla 17 tabula los resultados de los costos por tipo de tecnología.

Tabla 17. Costo operativo por tipo de generador–Caso 1.

	USD	Porcentaje %
Costo_EO	278 512.29	7.71%
Costo_FV	32 898.60	0.91%
Costo_Hidro	165 722.10	4.59%
Costo_Termico	3 137 248.02	86.80%
Total	3 614 381.01	

De la Tabla 17 se concluye que el 87% del costo total corresponde a la generación del tipo térmico, mientras que el 13% restante resulta de la energía renovable (hidroeléctrica, eólica y fotovoltaica), lo descrito se ilustra en la Figura 11.

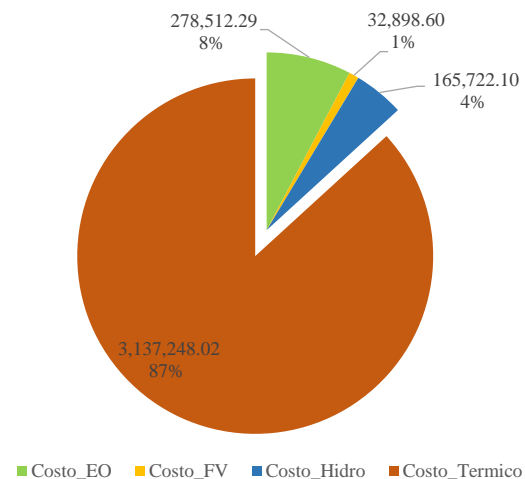


Figura 11. Costo operativo por tipo de generador –Caso 1

5.2 Caso dos

De forma similar al caso inicial se procede a evaluar el despacho global con el objeto de poder considerar el impacto de los sistemas de almacenamiento, de lo cual se obtiene los siguientes resultados.

Tabla 18. Despacho horario por tipo de generador - Caso 2.

	G-T	G-H	G-EO	G-FV	PD	PC
t1	1 476.97	120.00	35.46			-9.07
t2	1 523.97	124.26	38.97			
t3	1 476.97	120.00	52.79			-7.30
t4	1 429.97	120.00	116.46			-43.07
t5	1 476.97	120.00	162.59			-
t6	1 523.97	120.00	254.97	3.36		-68.61
t7	1 589.19	163.35	292.82	11.20		
t8	1 656.30	250.00	254.97	22.40		
t9	1 708.03	350.00	217.76	35.00		
t10	1 661.43	350.00	246.60	78.40		
t11	1 667.09	259.90	340.79	113.40		
t12	1 698.45	272.30	319.82	128.80		
t13	1 696.16	172.30	391.82	140.00		
t14	1 714.78	120.00	419.40	134.40		
t15	1 743.16	184.63	434.97	113.40		-4.35
t16	1 872.16	284.63	450.00	89.60		
t17	1 954.16	370.00	391.19	56.00		
t18	2 000.80	390.00	299.43	14.00	145.77	
t19	2 040.38	390.00	295.25		68.23	
t20	2 029.29	390.00	252.59		2.00	
t21	1 914.64	370.00	254.43			
t22	1 785.64	274.90	250.25			
t23	1 656.64	182.18	325.76			
t24	1 541.64	117.55	378.00			

De la Tabla 18 se obtiene que el sistema de almacenamiento se carga en horas de la mañana y parte de la tarde, a fin de entregar su energía en horas de la noche, cumpliendo su objetivo, lo citado se ilustra en la Figura 12.

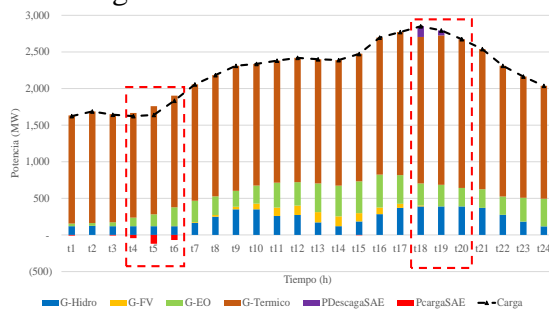


Figura 12. Despacho horario por tipo de tecnología – Caso 2

De la Figura 12 se concluye que el aporte de energía para el abastecimiento de la demanda es predominantemente térmico, sin embargo, los sistemas de almacenamiento participan en el abastecimiento en la demanda de horas picos, aspecto que va a recaer en una minimización del costo operativo, para el efecto en la Tabla 19 se presenta la participación energética.

Tabla 19. Energía total suministrada por tipo de generador – Caso 2

	Energía (MWh)	Porcentaje
G-Térmico	40 838.72	75.86%
G-Hidro	5 616.00	10.43%
G-EO	6 477.03	12.03%
G-FV	939.96	1.75%
PD-SA	216.00	0.40%
PC-SA	-252.63	-0.47%
Total	53 835.08	100.00%

De la Tabla 19 se observa que el 76% de la energía para abastecer la demanda proviene de la generación térmica (12 generadores) y el 24% es repartido por la generación hidroeléctrica con el 10% y las energías renovables con el 14% y finalmente existe un neteo entre lo que carga y descarga los sistemas de almacenamiento. Por consiguiente, se concluye que el despacho efectuado permite el abastecimiento de la demanda en cada hora. Además, dada la capacidad de los sistemas de almacenamiento con estados de carga máximo de 200 MW y 100 MW ubicados en dos nodos del sistema, permite ayudar en el abastecimiento de la demanda en horas punta donde el costo es alto, como se muestra en la Figura 12.

De la misma forma que en el caso anterior, se procede a realizar un análisis por demanda mínima (hora 5), demanda

media (hora 12) y demanda máxima (hora 18), de lo cual se obtiene la Tabla 20.

Tabla 20. Energía por tipo de generador y almacenamiento por demanda – Caso 2.

	D. Min (t5)	D. Med (t12)	D. Max (t18)
G-Térmico	1 476.97	1 698.45	2 000.80
G-Hidro	120.00	272.30	390.00
G-EO	162.59	319.82	299.43
G-FV		128.80	14.00
PC-SA	-120.23		
PD-SA			145.77

Tabla 21. Porcentaje de la energía por tipo de generador por demanda – Caso 2

	D. Min (t5)	D. Med (t12)	D. Max (t18)
G-Térmico	90.10%	70.20%	70.20%
G-Hidro	7.32%	11.26%	13.68%
G-EO	9.92%	13.22%	10.51%
G-FV	0.00%	5.32%	0.49%
PC-SA	-7.33%	0.00%	0.00%
PD-SA	0.00%	0.00%	5.11%

De los resultados, se observa que en promedio se mantiene que la generación térmica entrega el 77% de su energía para el abastecimiento de la demanda, mientras que el 23% restante es abastecido por la generación hidroeléctrica, eólica y fotovoltaica y existe un neteo energético en el sistema de almacenamiento, la Figura 13 muestra lo descrito anteriormente.

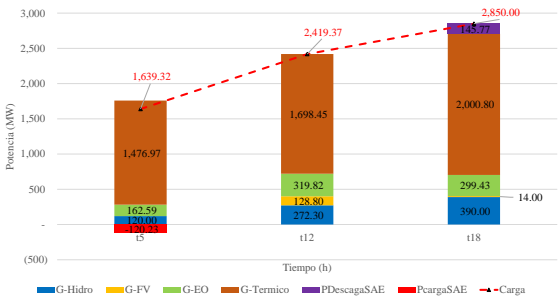


Figura 13. Despacho por tipo de generador por demanda – Caso 2

De la Figura 13 se observa que en demanda mínima los sistemas de almacenamiento comienzan a tomar energía del sistema para su carga, mientras que en horas de demanda máxima los sistemas de almacenamiento entregan energía al sistema. Con el fin de poder presentar el funcionamiento de los sistemas de almacenamiento, se procede a analizar cada uno en función a los nodos donde se encuentran ubicados.

Tabla 22. Sistema de almacenamiento ubicado en el nodo 19 – Caso 2

	E-SOC (MW)	PC-SA (MW)	PD-SA (MW)
t1	48.62	9.07	
t3	55.55	7.30	
t4	96.47	43.07	
t5	182.32	90.37	
t6	200.00	18.61	
t18	115.81		75.77
t19	40.00		68.23

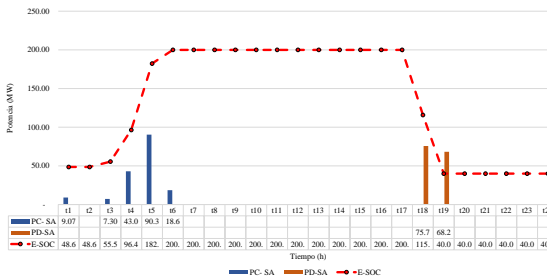


Figura 14. Sistema de almacenamiento ubicado en el nodo 19 – Caso 2

Como se indica en la

Figura 14 el sistema de almacenamiento ubicado en el nodo 19 toma carga en horas de la mañana y en horas de demanda punta realiza la descarga, almacenando un valor de 168 MWh y descargando un valor de 144 MWh durante las 24 horas.

Tabla 23. Sistema de almacenamiento ubicado en el nodo 21 – Caso 2.

	E-SOC (MW)	PC- SA (MW)	PD-SA (MW)
t5	48.37	29.86	
t6	95.87	50.00	
t15	100.00	4.35	
t18	22.22		70.00
t20	20.00		2.00

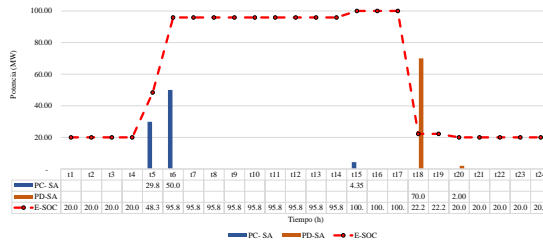


Figura 15. Sistema de almacenamiento ubicado en el nodo 21– Caso 2.

De la

Figura 14 y Figura 15 se puede observar que el modelo de optimización permite que el sistema de almacenamiento, a través de la variable del estado de carga, realice la carga y descarga tomando en cuenta las consideraciones técnicas y económicas del sistema. Para este caso, existe 84,21 MWh de energía destinada para la carga del sistema de almacenamiento y 72 MWh que han sido dispuesto a la red para abastecer la demanda.

De forma similar al caso inicial, se evalúa el balance nodal donde se encuentra ubicados los sistemas de almacenamiento, a fin de obtener aspectos concluyentes en relación al aporte energético de los sistemas de almacenamiento a la red.

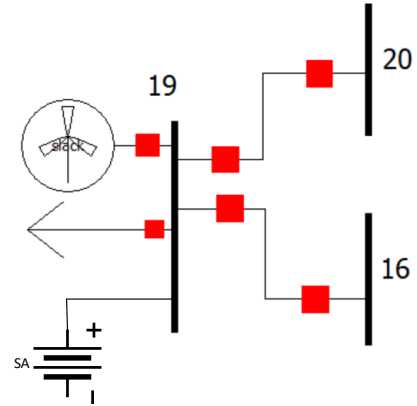


Figura 16. Diagrama unifilar nodo 19 – Caso 2.

Tabla 24. Balance en nodo 19 por tipo de demanda – Caso 2.

	D. Min (t5) MW	D. Med (t12) MW	D. Max (t18) MW
G-EO	54.20	106.61	99.81
PD-SA			75.77
PC-SA	90.37		
F-19-16	24.40	4.62	-72.47
F-19.20	-164.69	-51.67	67.05
Carga	104.11	153.65	181.00
Ingresas	218.89	158.27	248.05
Entrega	218.89	158.27	248.05
Balance	-	-	-

De la Tabla 24 la resolución del problema de optimización garantiza el balance nodal en cada uno de los nodos del sistema para cualquier período de tiempo, sin embargo, la inclusión del sistema de almacenamiento conlleva a una readecuación de los flujos de potencia que cumple con las restricciones de capacidad de la red, la variación del de los flujos de potencia en los enlaces asociados al nodo 19 del caso 1 respecto del caso 2 se presentan en las Tabla 25.

Tabla 25. Variación de flujos DC en los enlaces asociados al nodo 19 por tipo de demanda.

		D. Min (t5)	D. Med (t12)	D. Max (t18)
F-19-16	Caso 1	102.54	0.24	-86.39
	Caso 2	24.40	4.62	-72.47
Var	MW	-78.14	4.38	13.91
F-19-20	Caso 1	-152.45	-47.29	5.20
	Caso 2	-164.69	-51.67	67.05
Vari	MW	-12.24	-4.38	61.86

La Tabla 25 evidencia una variación del flujo de potencia en los enlaces al comparar los casos de estudio, lo que sobrelleva a que la inclusión de los sistemas de almacenamiento obliga una readecuación de los flujos de potencia, lo que permitiría que los enlaces que se encuentren sobrecargados puedan reducir su carga, lo que implícitamente en sistemas modelados de forma real produce una reducción de las pérdidas técnicas de la red.

A continuación, se procede al análisis del balance para nodo 21 tomando en cuenta la inclusión del sistema de almacenamiento, es importante señalar que dicho sistema es de menor capacidad que el ubicado en el nodo 19. Los resultados se muestran en la Tabla 26.

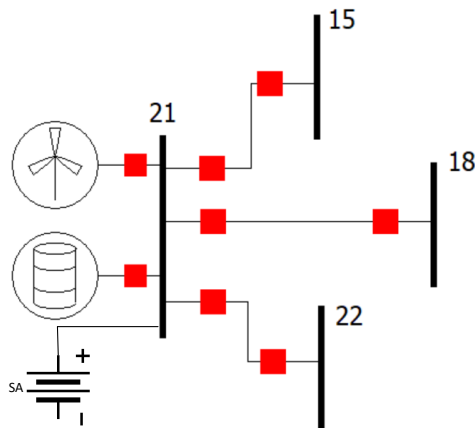


Figura 17. Diagrama unifilar nodo 21 – Caso 2.

Tabla 26. Balance en nodo 21 por tipo de demanda – Caso 2.

	D. Min (t5) MW	D. Med (t12) MW	D. Max (t18) MW
G-Térmico	100.00	202.65	400.00
G-EO	36.13	71.07	66.54
PD-SA			70.00
PC-SA	-29.86		
F-21.15	123.89	279.69	449.53
F-21.18	-21.65	-13.58	125.46
F-21.22	4.03	7.61	-38.44
Ingreso	136.13	273.72	536.54
Entrega	136.13	273.72	536.54
Balance	-	-	-

Los resultados presentados en la Tabla 26 ratifica que el modelo de optimización avala que la optimización del parque generador y de los sistemas de almacenamiento abastece la demanda, cumpliendo con el balance nodal en la red, para lo cual los flujos de potencia asociados se modifican, tomando una readecuación que cumple con las restricciones impuestas. Las variaciones de dichos flujos se presentan en la Tabla 27.

Tabla 27. Variación de flujos DC en los enlaces asociados al nodo 21 por tipo de demanda.

		D. Min (t5)	D. Med (t12)	D. Max (t18)
F-21.15	Caso 1	88.67	297.38	424.79
	Caso 2	123.89	279.69	449.53
Var	MW	35.21	-17.69	24.74
F-21.18	Caso 1	43.17	-1.64	104.76
	Caso 2	-21.65	-13.58	125.46
Var	MW	-64.82	-11.94	20.69
F-21.22	Caso 1	4.29	9.50	-63.01
	Caso 2	4.03	7.61	-38.44
Var	MW	-0.26	-1.89	24.57

Los resultados de la Tabla 27 vuelven a ratificar que, la inclusión de los sistemas de almacenamiento en la red modifica o reasigna los flujos de potencia de la red,

pudiendo de esta forma reducir o mitigar la congestión de los enlaces.

Finalmente se realiza el análisis de los costos operativos obtenidos en este caso a comparación de caso inicial, cuyos valores se muestran en la Tabla 28.

Tabla 28. Costos operativos por tipo de generador – Caso 2

	Costo	%
Costo EO	278 512.29	7.8%
Costo FV	32 898.60	0.9%
Costo Hidro	165 727.92	4.7%
Costo Térmico	3 127 100.44	87.9%
Subtotal 1	3 604 239.24	
Costo Carga SA	10 863.16	0.3%
Subtotal 2	3 615 102.40	
Costo Descarga SA	-56 183.76	-1.6%
Total	3 558 918.64	

Como se observa de la Tabla 28, el costo del caso 2, que incluye la producción del parque generador incluida la carga de los sistemas de almacenamiento (subtotal 2) es de 3,615,102.40 USD, que a comparación del caso 1, resulta ser ligeramente mayor en 721 USD que resulta de cargar el sistema de almacenamiento en horas donde el abastecimiento es económico. Por otra parte, la descarga de los sistemas de almacenamiento produce un ahorro en el costo económico de 56,183.76 USD, conllevando a un costo total de 3,558,918.64 USD, reflejando una reducción de costos a comparación del caso 1 de 55,462.36 USD lo que representa mensualmente un ahorro de 1,663,870.93 USD mensuales.

Finalmente y tomando en cuenta la experiencia de Tesla a nivel mundial, un sistema megapack de almacenamiento cuesta en un promedio de 250 USD/kWh [67], para el presente estudio se trata de un sistema de almacenamiento equivalente de 216 MWh, en tal sentido, y tomando en cuenta el valor unitario, se obtiene una

inversión aproximada de 54 millones de dólares, tomando el ahorro y evaluando de forma anual se obtendría un valor económico de aproximadamente 20 millones de dólares, por tanto se concluye que, tomando en cuenta el ahorro anual, la inversión sería cubierta en 2,7 años de un período mínimo de vida útil de al menos 10 años, restando 7,3 años en ahorros del costo operativo.

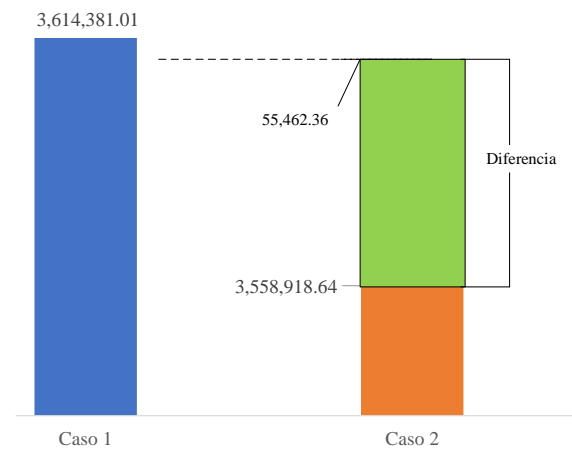


Figura 18. Comparativa de costos

6 Conclusiones

En el presente trabajo se concluye que el modelo de optimización planteado en el estudio ha sido resuelto mediante el uso de la programación lineal, el cual determina el abastecimiento de la demanda para multiperíodos de tiempo, considerando la aplicación de flujos de potencia DC y la operación conjunta de Sistemas de Almacenamiento y el parque de generación disponible, en el sistema modelado IEEE 24 nodos.

En este contexto se puede citar que, de los resultados derivados y del análisis de las variables, se señala que la operación de Sistemas de Almacenamiento conjuntamente con las fuentes de generación, ayuda en el abastecimiento de la demanda en horas de demanda punta, reduciendo el costo operativo. Para los casos de estudio se puede indicar que, en

cualquier escenario de demanda, la operación de los sistemas de almacenamiento, conlleva, entre una de sus ventajas, a la reasignación de los flujos de potencia pudiendo de esa manera reducir la cargabilidad de los enlaces.

Así mismo, el modelo de optimización permite determinar los períodos de tiempo en los cuales se carga y descarga los sistemas de almacenamiento cumpliendo los parámetros técnicos modelados, en este contexto, al valorar los costos operativos del sistema tienden a reducirse produciendo un ahorro del al menos 55 mil dólares diarios, permitiendo un ahorro anual de al menos 20 millones de dólares, indicadores que sirven para la toma de decisiones, razón por la se ratifica que el modelo cumple la función de minimizar los costos.

Adicional a lo expresado y con base al marco conceptual elaborado, la utilización de sistemas de almacenamiento en la operación de sistemas eléctricos es una alternativa novedosa para complementar el abastecimiento de la demanda del sistema, dado que afecta positivamente en las condiciones operativas de la red, lo cual se evidencia al evaluar las variables que se han explicado en el documento.

Finalmente, es necesario recalcar que la implementación de sistemas de almacenamiento y posteriormente su operación, además de los aspectos técnicos, se debe tener muy en cuenta los costos asociados. El marco teórico expuesto, detalla que la mayoría de investigaciones se centralizan en temáticas de tipo técnicos, dejando de lado el costo referido a la integración de estos tipos de sistemas y los estímulos económicos brindados, por tanto, y dado los posibles ahorros, se sugiere la realización de un análisis financiero que garantice la viabilidad económica correspondiente.

6.1 Trabajos futuros

Dados los conceptos expuestos, se sugiere desarrollar investigaciones alineadas en las siguientes temáticas:

Análisis técnico para el desarrollo de sistemas de almacenamiento de baterías estacionarias.

Integración de sistema de almacenamiento de energía y fuentes de energía renovables a través de métodos metaheurísticos.

Gestión de la demanda para reducir la carga máxima de la red mediante el control coordinado de los sistemas de almacenamiento de energía.

Conformación de la red de los sistemas de almacenamiento de energía bajo restricciones de red.

Estrategia de control para la producción de energía eólica mediante el sistema de almacenamiento de energía de la batería.

Optimización de las decisiones comerciales del parque generador renovable con sistemas de almacenamiento de energía utilizando métodos clásicos.

7 Referencias

- [1] J. P. Barton and D. G. Infield, "Energy storage and its use with intermittent renewable energy," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 19, no. 2, pp. 441–448, 2004, doi: 10.1109/TEC.2003.822305.
- [2] I. Hadjipaschalis, A. Poullikkas, and V. Efthimiou, "Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 6, pp. 1513–1522, 2009, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.09.028>.
- [3] J. Lee, J. Choi, J. Lee, U. Son, and J. Lee, "Grid Energy Storage System for Smart-Renewable," in *9th IET International Conference*

- on *Advances in Power System Control, Operation and Management (APSCOM 2012)*, 2012, pp. 1–6, doi: 10.1049/cp.2012.2134.
- [4] J. Baker, “New technology and possible advances in energy storage,” *Energy Policy*, vol. 36, no. 12, pp. 4368–4373, 2008, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.09.040>.
- [5] P. Zou, Q. Chen, Y. Yu, Q. Xia, and C. Kang, “Electricity markets evolution with the changing generation mix: An empirical analysis based on China 2050 High Renewable Energy Penetration Roadmap,” *Appl. Energy*, vol. 185, no. 2011, pp. 56–67, 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.10.061.
- [6] J. K. Kaldellis and D. Zafirakis, “Optimum energy storage techniques for the improvement of renewable energy sources-based electricity generation economic efficiency,” *Energy*, vol. 32, no. 12, pp. 2295–2305, 2007, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2007.07.009>.
- [7] M. Yekini Suberu, M. Wazir Mustafa, and N. Bashir, “Energy storage systems for renewable energy power sector integration and mitigation of intermittency,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 35, pp. 499–514, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.04.009.
- [8] J. Kondoh *et al.*, “Electrical energy storage systems for energy networks,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 41, no. 17, pp. 1863–1874, 2000, doi: [https://doi.org/10.1016/S0196-8904\(00\)00028-5](https://doi.org/10.1016/S0196-8904(00)00028-5).
- [9] P. J. Hall and E. J. Bain, “Energy-storage technologies and electricity generation,” *Energy Policy*, vol. 36, no. 12, pp. 4352–4355, 2008, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.09.037>.
- [10] IEEE, “IEEE Guide for Wayside Energy Storage Systems for DC Traction Applications,” *IEEE Std 1887-2017*, pp. 1–50, 2017, doi: 10.1109/IEEESTD.2017.7883801.
- [11] A. Evans, V. Strezov, and T. J. Evans, “Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 6, pp. 4141–4147, 2012, doi: 10.1016/j.rser.2012.03.048.
- [12] D. Parra, M. Gillott, S. A. Norman, and G. S. Walker, “Optimum community energy storage system for PV energy time-shift,” *Appl. Energy*, vol. 137, no. September 2013, pp. 576–587, 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.08.060.
- [13] D. Connolly, H. Lund, B. V. Mathiesen, and M. Leahy, “A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems,” *Appl. Energy*, vol. 87, no. 4, pp. 1059–1082, 2010, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.09.026>.
- [14] W. F. Pickard, A. Q. Shen, and N. J. Hansing, “Parking the power: Strategies and physical limitations for bulk energy storage in supply–demand matching on a grid whose input power is provided by intermittent sources,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 8, pp. 1934–1945, 2009, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.03.002>.
- [15] X. Du, X. Lin, Z. Peng, S. Peng, J. Tang, and W. Li, “Chance-constrained optimal power flow based on a linearized network model,” *Int. J. Electr. Power Energy*

- Syst.*, vol. 130, p. 106890, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.106890>.
- [16] O. D. Montoya, W. Gil-González, and A. Garces, “Numerical methods for power flow analysis in DC networks: State of the art, methods and challenges,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 123, no. 40, 2020, doi: [10.1016/j.ijepes.2020.106299](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106299).
- [17] Z. Zhang *et al.*, “A review of technologies and applications on versatile energy storage systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 148, no. May, p. 111263, 2021, doi: [10.1016/j.rser.2021.111263](https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111263).
- [18] J. Mírez, “Sistemas de almacenamiento energético,” *Investig. Cienc.*, no. 432, pp. 70–77, 2012, [Online]. Available: <http://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=3999648>.
- [19] M. Beaudin, H. Zareipour, A. Schellenberglabe, and W. Rosehart, “Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review,” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 14, no. 4, pp. 302–314, 2010, doi: <https://doi.org/10.1016/j.esd.2010.09.007>.
- [20] T. Kousksou, P. Bruel, A. Jamil, T. El Rhafiki, and Y. Zeraoui, “Energy storage: Applications and challenges,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 120, no. PART A, pp. 59–80, 2014, doi: [10.1016/j.solmat.2013.08.015](https://doi.org/10.1016/j.solmat.2013.08.015).
- [21] P. Lombardi and F. Schwabe, “Sharing economy as a new business model for energy storage systems,” *Appl. Energy*, vol. 188, pp. 485–496, 2017, doi: [10.1016/j.apenergy.2016.12.016](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.016).
- [22] A. G. Olabi, C. Onumaegbu, T. Wilberforce, M. Ramadan, M. A. Abdelkareem, and A. H. Al – Alami, “Critical review of energy storage systems,” *Energy*, vol. 214, p. 118987, 2021, doi: [10.1016/j.energy.2020.118987](https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118987).
- [23] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,” *Appl. Energy*, vol. 137, pp. 511–536, 2015, doi: [10.1016/j.apenergy.2014.09.081](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081).
- [24] D. O. Akinyele and R. K. Rayudu, “Review of energy storage technologies for sustainable power networks,” *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 8, pp. 74–91, 2014, doi: [10.1016/j.seta.2014.07.004](https://doi.org/10.1016/j.seta.2014.07.004).
- [25] H. Ibrahim, A. Ilinca, and J. Perron, “Energy storage systems-Characteristics and comparisons,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 12, no. 5, pp. 1221–1250, 2008, doi: [10.1016/j.rser.2007.01.023](https://doi.org/10.1016/j.rser.2007.01.023).
- [26] M. C. Argyrou, P. Christodoulides, and S. A. Kalogirou, “Energy storage for electricity generation and related processes: Technologies appraisal and grid scale applications,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 94, no. June, pp. 804–821, 2018, doi: [10.1016/j.rser.2018.06.044](https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.044).
- [27] M. Aneke and M. Wang, “Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review,” *Appl. Energy*, vol. 179, pp. 350–377, 2016, doi: [10.1016/j.apenergy.2016.06.097](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.097).
- [28] S. Koohi-Kamali, V. V. Tyagi, N. A. Rahim, N. L. Panwar, and H. Mokhlis, “Emergence of energy storage technologies as the solution for reliable operation of smart power systems: A review,” *Renew.*

- Sustain. Energy Rev.*, vol. 25, pp. 135–165, 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.03.056.
- [29] M. Budt, D. Wolf, R. Span, and J. Yan, “A review on compressed air energy storage: Basic principles, past milestones and recent developments,” *Appl. Energy*, vol. 170, pp. 250–268, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.02.108.
- [30] A. Sharma, V. V Tyagi, C. R. Chen, and D. Buddhi, “Review on thermal energy storage with phase change materials and applications,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 2, pp. 318–345, 2009, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2007.10.005>.
- [31] B. Zakeri and S. Syri, “Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 42, pp. 569–596, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.10.011.
- [32] M. Medrano, A. Gil, I. Martorell, X. Potau, and L. F. Cabeza, “State of the art on high-temperature thermal energy storage for power generation. Part 2—Case studies,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 1, pp. 56–72, 2010, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.07.036>.
- [33] A. I. Fernandez, M. Martínez, M. Segarra, I. Martorell, and L. F. Cabeza, “Selection of materials with potential in sensible thermal energy storage,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 94, no. 10, pp. 1723–1729, 2010, doi: <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2010.05.035>.
- [34] J. A. Guacaneme, D. Velasco, and C. L. Trujillo, “Revisión de las características de sistemas de almacenamiento de energía para aplicaciones en micro redes,” *Inf. Tecnol.*, vol. 25, no. 2, pp. 175–188, 2014, doi: 10.4067/S0718-07642014000200020.
- [35] L. Zhang, X. Hu, Z. Wang, F. Sun, and D. G. Dorrell, “A review of supercapacitor modeling, estimation, and applications: A control/management perspective,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, no. May 2017, pp. 1868–1878, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.283.
- [36] S. Bin Wali *et al.*, “Battery storage systems integrated renewable energy sources: A biblio metric analysis towards future directions,” *J. Energy Storage*, vol. 35, no. November 2020, p. 102296, 2021, doi: 10.1016/j.est.2021.102296.
- [37] T. M. I. Mahlia, T. J. Saktisahdan, A. Jannifar, M. H. Hasan, and H. S. C. Matseelar, “A review of available methods and development on energy storage; Technology update,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 33, pp. 532–545, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.01.068.
- [38] M. S. Guney and Y. Tepe, “Classification and assessment of energy storage systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 75, no. October 2016, pp. 1187–1197, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.11.102.
- [39] D. Ipsakis, S. Voutetakis, P. Seferlis, F. Stergiopoulos, and C. Elmasides, “Power management strategies for a stand-alone power system using renewable energy sources and hydrogen storage,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 34, no. 16, pp. 7081–7095, 2009, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.06.051>.
- [40] J. O. Abe, A. P. I. Popoola, E. Ajenifuja, and O. M. Popoola, “Hydrogen energy, economy and

- storage: Review and recommendation,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 29, pp. 15072–15086, 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.04.068.
- [41] T. Brijs, D. Huppmann, S. Siddiqui, and R. Belmans, “Auction-based allocation of shared electricity storage resources through physical storage rights,” *J. Energy Storage*, vol. 7, pp. 82–92, 2016, doi: 10.1016/j.est.2016.05.009.
- [42] T. U. Daim, X. Li, J. Kim, and S. Simms, “Evaluation of energy storage technologies for integration with renewable electricity: Quantifying expert opinions,” *Environ. Innov. Soc. Transitions*, vol. 3, pp. 29–49, 2012, doi: 10.1016/j.eist.2012.04.003.
- [43] K. Dyre, O. J. Olesen, and W. Bergström, “New Concepts In Power System Applications,” in *IFAC Symposia Series*, A. J. B. T.-P. S. M. and C. A. CALVAER, Ed. Oxford: Pergamon, 1989, pp. 415–421.
- [44] A. Nuñez, “Mercado y transporte de energía eléctrica -Despachos economicos,” *J. Electr. Syst. Inf. Technol. IAEA*, pp. 1–12, 2013.
- [45] D. Sun *et al.*, “Integrated Generation-Grid-Load Economic Dispatch Considering Demand Response,” in *2020 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia)*, 2020, pp. 375–379, doi: 10.1109/ICPSAsia48933.2020.9208351.
- [46] G. Rechberger, H. Renner, and A. Gaun, “Systematical determination of load flow cases for power system planning,” in *2009 IEEE Bucharest PowerTech*, 2009, pp. 1–6, doi: 10.1109/PTC.2009.5282217.
- [47] J. Yu and X. Huang, “Environmental Economic Dispatch Based on Sub-area Coordinated Optimization,” in *2010 International Conference on Electrical and Control Engineering*, 2010, pp. 3710–3713, doi: 10.1109/iCECE.2010.905.
- [48] C. Yingvivatanapong, W. J. Lee, and E. Liu, “Multi-area power generation dispatch in competitive markets,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 1, pp. 196–203, 2008, doi: 10.1109/TPWRS.2007.913304.
- [49] M. E. El-Hawary, “An Overview of Economic Dispatch for General Hydro-Thermal Electric Power Systems,” *IFAC Proc. Vol.*, vol. 12, no. 5, pp. 225–233, 1979, doi: 10.1016/s1474-6670(17)65252-2.
- [50] C. S. D. E. Ingenieria and G. E. N. Ingenier, “Modelo de despacho económico incluyendo restricciones de red.”
- [51] A. Jana, “A New Approach to Transmission Congestion Cost Calculation,” in *2008 Joint International Conference on Power System Technology and IEEE Power India Conference*, 2008, pp. 1–4, doi: 10.1109/ICPST.2008.4745363.
- [52] T. Wu, M. Rothleder, Z. Alaywan, and A. D. Papalexopoulos, “Pricing energy and ancillary services in integrated market systems by an optimal power flow,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 1, pp. 339–347, 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2003.820701.
- [53] A. Papaemmanouil and G. Andersson, “Sustainability based optimal power flow a new planning tool,” in *2009 IEEE Bucharest PowerTech*, 2009, pp. 1–6, doi: 10.1109/PTC.2009.5282163.
- [54] C. Liu, A. Bose, M. Han, and X. Chen, “Improved continuation

- power flow method for AC/DC power system,” in *2011 IEEE Electrical Power and Energy Conference*, 2011, pp. 192–198, doi: 10.1109/EPEC.2011.6070194.
- [55] C. D. González, “Despacho económico de cargas en sistemas eléctricos de potencia: modelado, simulación y análisis,” *tesis*, 2017.
- [56] S. Iwamoto and Y. Tamura, “A Fast Load Flow Method Retaining Nonlinearity,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-97, no. 5, pp. 1586–1599, 1978, doi: 10.1109/TPAS.1978.354650.
- [57] V. Y. Rajasekhar and G. K. Rao, “Economic load dispatch using Newton’s power flow method: (Using Inverted Jacobean Matrix),” in *2017 International Conference on Energy, Communication, Data Analytics and Soft Computing (ICECDS)*, 2017, pp. 3063–3068, doi: 10.1109/ICECDS.2017.8390019.
- [58] F. Gibello and L. Sigrist, “Modelo de despacho de energía eléctrica con restricciones de red en potencia activa y reactiva,” *Tesis*, 2019.
- [59] R.-M. Jan and N. Chen, “Application of the fast Newton-Raphson economic dispatch and reactive power/voltage dispatch by sensitivity factors to optimal power flow,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 10, no. 2, pp. 293–301, 1995, doi: 10.1109/60.391895.
- [60] L. Muñoz and P. Quezada, “Flujo óptimo de potencia dc considerando restricciones por congestión y pérdidas en las líneas para resolución de problemas de despacho económico,” *Tesis*, pp. 1–47, 2015.
- [61] J. W. Simpson-Porco, “Lossy DC Power Flow,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 3, pp. 2477–2485, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2749042.
- [62] J. Tovar, *Modelos de Despacho Óptimo para Energía y Reservas de Potencia Activa: Optimización de Despacho Unificado de Energía y Reservas de Potencia Activa*. 2012.
- [63] R. Dufo and J. Bernal, *Generación de Energía Eléctrica con Fuentes Renovables: Optimización de Sistemas Híbridos Renovables con Almacenamiento Energético Mediante Algoritmos Genéticos*. 2011.
- [64] MERNNR, “Plan Maestro de Electricidad 2019-2027,” *Minist. Energía y Recur. No Renov.*, p. 390, 2019, [Online]. Available: <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>.
- [65] L. García, M. Parikh, and R. Manghani, “Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina,” *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, p. 231, 2019.
- [66] H. A. Kiehne, “Battery Technology Handbook,” *Batter. Technol. Handb.*, Aug. 2003, doi: 10.1201/9780203911853.
- [67] Clean Technical, “Tesla Megapack, Powerpack, & Powerwall Battery Storage Prices Per kWh,” *Journal of Energy Storage*, 2020. <https://cleantechnica.com/2020/10/05/tesla-megapack-powerpack-powerwall-battery-storage-prices/> (accessed Jun. 21, 2021).

7.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 29. Matriz de estado del arte

FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA – DC INCORPORANDO SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA – SAE PARA MÚLTIPLES PERIODOS DE TIEMPO																									
ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA					
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Despacho económico con restricciones de red	Integración de fuentes de energía renovable	Costos de operación	Flujos óptimos de potencia	Sistemas de almacenamiento de energía	Implementación de modelos de optimización para operación de sistemas de almacenamiento	Reducción de costos operativos en el abastecimiento de la demanda	Optimización de recursos de generación	Evaluación de las variables técnicas y económicas de los sistemas eléctricos	Estado de carga de los sistemas de almacenamiento	Balance nodal en la red eléctrica con flujos de potencia	Restricciones operativas del parque generador y de la red	Variabilidad de la demanda y del recurso para energía renovables	Minimización de costos operativos para abastecimiento de la demanda	Determinación de la potencia horaria de la generación y de los sistemas de almacenamiento	Determinación de la carga y descarga del sistema de almacenamiento	Determinación del estado de carga -SOC de los sistemas de almacenamiento	Modelo de optimización para flujos de potencia DC con sistemas de almacenamiento	Despacho de las unidades de generación y sistemas de almacenamiento para abastecimiento de la demanda	Determinación de parámetros que validen la modelación del sistema	Evaluación técnica y económica incluyendo generadores y los sistemas de almacenamiento	
1	2004	Energy storage and its use with intermittent renewable energy	1506					✖							✖	✖				✖			✖		
2	2009	Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications	1465	✖		✖			✖				✖			✖	✖	✖			✖	✖			✖
3	2012	Grid Energy Storage System for Smart-Renewable	1		✖									✖										✖	
4	2008	New technology and possible advances in energy storage	341					✖			✖						✖								✖
5	2017	Electricity markets evolution with the changing generation mix: An empirical analysis based on China 2050 High Renewable Energy Penetration Roadmap	52		✖					✖		✖			✖	✖							✖		
6	2007	Optimum energy storage techniques for the improvement of renewable energy sources-based electricity generation economic efficiency	284		✖							✖			✖	✖					✖		✖		
7	2014	Energy storage systems for renewable energy power sector integration and mitigation of intermittency	419							✖					✖								✖		
8	2000	Electrical energy storage systems for energy networks	319		✖			✖				✖													
9	2008	Energy-storage technologies and electricity generation	632		✖									✖										✖	

FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA – DC INCORPORANDO SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA – SAE PARA MÚLTIPLES PERIODOS DE TIEMPO

	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA						
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Despacho económico con restricciones de red	Integración de fuentes de energía renovable	Costos de operación	Flujos óptimos de potencia	Sistemas de almacenamiento de energía	Implementación de modelos de optimización para operación de sistemas de almacenamiento	Reducción de costos operativos en el abastecimiento de la demanda	Optimización de recursos de generación	Evaluación de las variables técnicas y económicas de los sistemas eléctricos	Estado de carga de los sistemas de almacenamiento	Balance nodal en la red eléctrica con flujos de potencia	Restricciones operativas del parque generador y de la red	Variabilidad de la demanda y del recurso para energía renovables	Minimización de costos operativos para abastecimiento de la demanda	Determinación de la potencia horaria de la generación y de los sistemas de almacenamiento	Determinación de la carga y descarga del sistema de almacenamiento	Determinación del estado de carga -SOC de los sistemas de almacenamiento	Modelo de optimización para flujos de potencia DC con sistemas de almacenamiento	Despacho de las unidades de generación y sistemas de almacenamiento para abastecimiento de la demanda	Determinación de parámetros que validen la modelación del sistema	Evaluación técnica y económica incluyendo generadores y los sistemas de almacenamiento	
10	2012	Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration	567					☒			☒							☒					☒		
11	2015	Capacity Configuration Optimization and Operating Strategy Research on the Energy Storage Unit for Independent Wind / PV / Storage System	148		☒		☒			☒				☒	☒	☒								☒	
12	2010	A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems	1668	☒	☒				☒		☒				☒	☒	☒	☒		☒	☒				
13	2009	Parking the power: Strategies and physical limitations for bulk energy storage in supply–demand matching on a grid whose input power is provided by intermittent sources	170					☒			☒	☒							☒						☒
14	2021	Chance-constrained optimal power flow based on a linearized network model	2	☒		☒	☒			☒		☒			☒	☒						☒			
15	2020	Numerical methods for power flow analysis in DC networks: State of the art, methods and challenges	8	☒		☒	☒			☒		☒			☒	☒						☒		☒	
16	2016	Dynamic Economic Dispatch of Hybrid Microgrid with Energy Storage Using Quadratic Programming	18			☒								☒	☒								☒		
17	2019	Microgrid Optimal Dispatch Model Considering Energy Storage System	0					☒	☒					☒								☒			
18	2016	Fundamentals of Using Battery Energy Storage Systems to Provide Primary Control Reserves in Germany	77	☒							☒									☒					
19	2017	Despacho económico de cargas en sistemas eléctricos de potencia: modelado, simulación y análisis	0				☒	☒		☒										☒	☒	☒			

FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA – DC INCORPORANDO SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA – SAE PARA MÚLTIPLES PERIODOS DE TIEMPO

	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA				
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Despacho económico con restricciones de red	Integración de fuentes de energía renovable	Costos de operación	Flujos óptimos de potencia	Sistemas de almacenamiento de energía	Implementación de modelos de optimización para operación de sistemas de almacenamiento	Reducción de costos operativos en el abastecimiento de la demanda	Optimización de recursos de generación	Evaluación de las variables técnicas y económicas de los sistemas eléctricos	Estado de carga de los sistemas de almacenamiento	Balance nodal en la red eléctrica con flujos de potencia	Restricciones operativas del parque generador y de la red	Variabilidad de la demanda y del recurso para energía renovables	Minimización de costos operativos para abastecimiento de la demanda	Determinación de la potencia horaria de la generación y de los sistemas de almacenamiento	Determinación de la carga y descarga del sistema de almacenamiento	Determinación del estado de carga -SOC de los sistemas de almacenamiento	Modelo de optimización para flujos de potencia DC con sistemas de almacenamiento	Despacho de las unidades de generación y sistemas de almacenamiento para abastecimiento de la demanda	Determinación de parámetros que validen la modelación del sistema	Evaluación técnica y económica incluyendo generadores y los sistemas de almacenamiento
20	2021	A review of technologies and applications on versatile energy storage systems	2											✗	✗							✗		
21	2010	Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review	1020					✗	✗					✗										
22	2014	Energy storage: Applications and challenges	726				✗													✗				
23	2017	Sharing economy as a new business model for energy storage systems	149		✗					✗					✗							✗		✗
24	2020	Critical review of energy storage systems	31								✗			✗	✗									
25	2015	Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation	2655						✗					✗										✗
26	2014	Review of energy storage technologies for sustainable power networks	542	✗			✗	✗			✗									✗				
27	2008	Energy storage systems-Characteristics and comparisons	2293					✗												✗				✗
28	2018	Energy storage for electricity generation and related processes: Technologies appraisal and grid scale applications	171		✗									✗								✗	✗	
29	2016	Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review	909				✗	✗									✗							

FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA – DC INCORPORANDO SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA – SAE PARA MÚLTIPLES PERIODOS DE TIEMPO

	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA					
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Despacho económico con restricciones de red	Integración de fuentes de energía renovable	Costos de operación	Flujos óptimos de potencia	Sistemas de almacenamiento de energía	Implementación de modelos de optimización para operación de sistemas de almacenamiento	Reducción de costos operativos en el abastecimiento de la demanda	Optimización de recursos de generación	Evaluación de las variables técnicas y económicas de los sistemas eléctricos	Estado de carga de los sistemas de almacenamiento	Balance nodal en la red eléctrica con flujos de potencia	Restricciones operativas del parque generador y de la red	Variabilidad de la demanda y del recurso para energía renovables	Minimización de costos operativos para abastecimiento de la demanda	Determinación de la potencia horaria de la generación y de los sistemas de almacenamiento	Determinación de la carga y descarga del sistema de almacenamiento	Determinación del estado de carga -SOC de los sistemas de almacenamiento	Modelo de optimización para flujos de potencia DC con sistemas de almacenamiento	Despacho de las unidades de generación y sistemas de almacenamiento para abastecimiento de la demanda	Determinación de parámetros que validen la modelación del sistema	Evaluación técnica y económica incluyendo generadores y los sistemas de almacenamiento	
30	2016	Multi Area Multi Objective Dynamic Economic Dispatch with Renewable Energy and Emissions	12		✗			✗		✗			✗		✗				✗		✗	✗	✗		✗
31	2013	Emergence of energy storage technologies as the solution for reliable operation of smart power systems: A review	344		✗			✗	✗					✗				✗		✗				✗	
32	2016	A review on compressed air energy storage: Basic principles, past milestones and recent developments	502	✗					✗			✗			✗			✗	✗				✗		
33	2009	Review on thermal energy storage with phase change materials and applications	4887		✗										✗										✗
34	2015	Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis	1157			✗		✗			✗			✗	✗							✗			
35	2010	State of the art on high-temperature thermal energy storage for power generation. Part 2—Case studies	668						✗					✗											
36	2010	Selection of materials with potential in sensible thermal energy storage	262	✗																✗					✗
37	2014	Revisión de las características de sistemas de almacenamiento de energía para aplicaciones en micro redes	33	✗				✗													✗				
38	2018	A review of supercapacitor modeling, estimation, and applications: A control/management perspective	348			✗			✗			✗		✗						✗					
39	2021	Battery storage systems integrated renewable energy sources: A biblio metric analysis towards future directions	6	✗				✗					✗		✗					✗			✗		

FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA – DC INCORPORANDO SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA – SAE PARA MÚLTIPLES PERIODOS DE TIEMPO

	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA				
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Despacho económico con restricciones de red	Integración de fuentes de energía renovable	Costos de operación	Flujos óptimos de potencia	Sistemas de almacenamiento de energía	Implementación de modelos de optimización para operación de sistemas de almacenamiento	Reducción de costos operativos en el abastecimiento de la demanda	Optimización de recursos de generación	Evaluación de las variables técnicas y económicas de los sistemas eléctricos	Estado de carga de los sistemas de almacenamiento	Balance nodal en la red eléctrica con flujos de potencia	Restricciones operativas del parque generador y de la red	Variabilidad de la demanda y del recurso para energía renovables	Minimización de costos operativos para abastecimiento de la demanda	Determinación de la potencia horaria de la generación y de los sistemas de almacenamiento	Determinación de la carga y descarga del sistema de almacenamiento	Determinación del estado de carga -SOC de los sistemas de almacenamiento	Modelo de optimización para flujos de potencia DC con sistemas de almacenamiento	Despacho de las unidades de generación y sistemas de almacenamiento para abastecimiento de la demanda	Determinación de parámetros que validen la modelación del sistema	Evaluación técnica y económica incluyendo generadores y los sistemas de almacenamiento
40	2014	A review of available methods and development on energy storage; Technology update	630			✗		✗	✗			✗		✗					✗					✗
41	2017	Classification and assessment of energy storage systems	330				✗	✗												✗				✗
42	2009	Power management strategies for a stand-alone power system using renewable energy sources and hydrogen storage	435			✗			✗			✗		✗		✗	✗	✗			✗			
43	2019	Hydrogen energy, economy and storage: Review and recommendation	478		✗		✗			✗				✗								✗		✗
44	2016	Auction-based allocation of shared electricity storage resources through physical storage rights	23				✗	✗										✗				✗	✗	
45	2012	Evaluation of energy storage technologies for integration with renewable electricity: Quantifying expert opinions	127	✗	✗		✗	✗	✗					✗			✗	✗		✗		✗		
46	2020	Integrated Generation-Grid-Load Economic Dispatch Considering Demand Response	2		✗					✗	✗			✗								✗		✗
47	2009	Systematical determination of load flow cases for power system planning	3				✗	✗			✗							✗						
48	2010	Environmental Economic Dispatch Based on Sub-area Coordinated Optimization	19	✗		✗					✗	✗		✗		✗	✗	✗			✗	✗		
49	2008	Multi-area power generation dispatch in competitive markets	48		✗					✗				✗								✗		✗
50	1979	An Overview of Economic Dispatch for General Hydro-Thermal Electric Power Systems	0	✗						✗		✗			✗			✗			✗	✗		
51	2018	Modelo de despacho económico incluyendo restricciones de red	0		✗		✗		✗		✗			✗				✗		✗				✗

FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA – DC INCORPORANDO SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA – SAE PARA MÚLTIPLES PERIODOS DE TIEMPO

	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA				
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Despacho económico con restricciones de red	Integración de fuentes de energía renovable	Costos de operación	Flujos óptimos de potencia	Sistemas de almacenamiento de energía	Implementación de modelos de optimización para operación de sistemas de almacenamiento	Reducción de costos operativos en el abastecimiento de la demanda	Optimización de recursos de generación	Evaluación de las variables técnicas y económicas de los sistemas eléctricos	Estado de carga de los sistemas de almacenamiento	Balance nodal en la red eléctrica con flujos de potencia	Restricciones operativas del parque generador y de la red	Variabilidad de la demanda y del recurso para energía renovables	Minimización de costos operativos para abastecimiento de la demanda	Determinación de la potencia horaria de la generación y de los sistemas de almacenamiento	Determinación de la carga y descarga del sistema de almacenamiento	Determinación del estado de carga -SOC de los sistemas de almacenamiento	Modelo de optimización para flujos de potencia DC con sistemas de almacenamiento	Despacho de las unidades de generación y sistemas de almacenamiento para abastecimiento de la demanda	Determinación de parámetros que validen la modelación del sistema	Evaluación técnica y económica incluyendo generadores y los sistemas de almacenamiento
52	2008	A New Approach to Transmission Congestion Cost Calculation	5	✖		✖									✖		✖							✖
53	2004	Pricing energy and ancillary services in integrated market systems by an optimal power flow	292	✖		✖	✖	✖					✖		✖			✖		✖	✖			
54	2009	Sustainability based optimal power flow a new planning tool	4			✖	✖		✖			✖		✖							✖			✖
55	2011	Improved continuation power flow method for AC/DC power system	7	✖			✖				✖										✖			
56	2017	Despacho económico de cargas en sistemas eléctricos de potencia: modelado, simulación y análisis	1	✖		✖			✖			✖		✖		✖	✖	✖			✖	✖		
57	1978	A Fast Load Flow Method Retaining Nonlinearity	195		✖		✖							✖									✖	✖
58	2017	Economic load dispatch using Newton's power flow method: (Using Inverted Jacobean Matrix)	1				✖				✖						✖				✖	✖		
59	2019	Modelo de despacho de energía eléctrica con restricciones de red en potencia activa y reactiva	0	✖	✖		✖		✖					✖				✖		✖				
60	1995	Application of the fast Newton-Raphson economic dispatch and reactive power/voltage dispatch by sensitivity factors to optimal power flow	41	✖	✖					✖				✖									✖	✖
61	2015	Flujo óptimo de potencia de considerando restricciones por congestión y pérdidas en las líneas para resolución de problemas de despacho económico	0	✖			✖				✖							✖						✖
62	2017	Lossy DC Power Flow	16		✖		✖								✖								✖	✖
		CANTIDAD:		14	12	9	14	11	11	6	8	8	3	17	9	3	12	6	4	12	13	8	8	10

7.2 Resumen de Indicadores

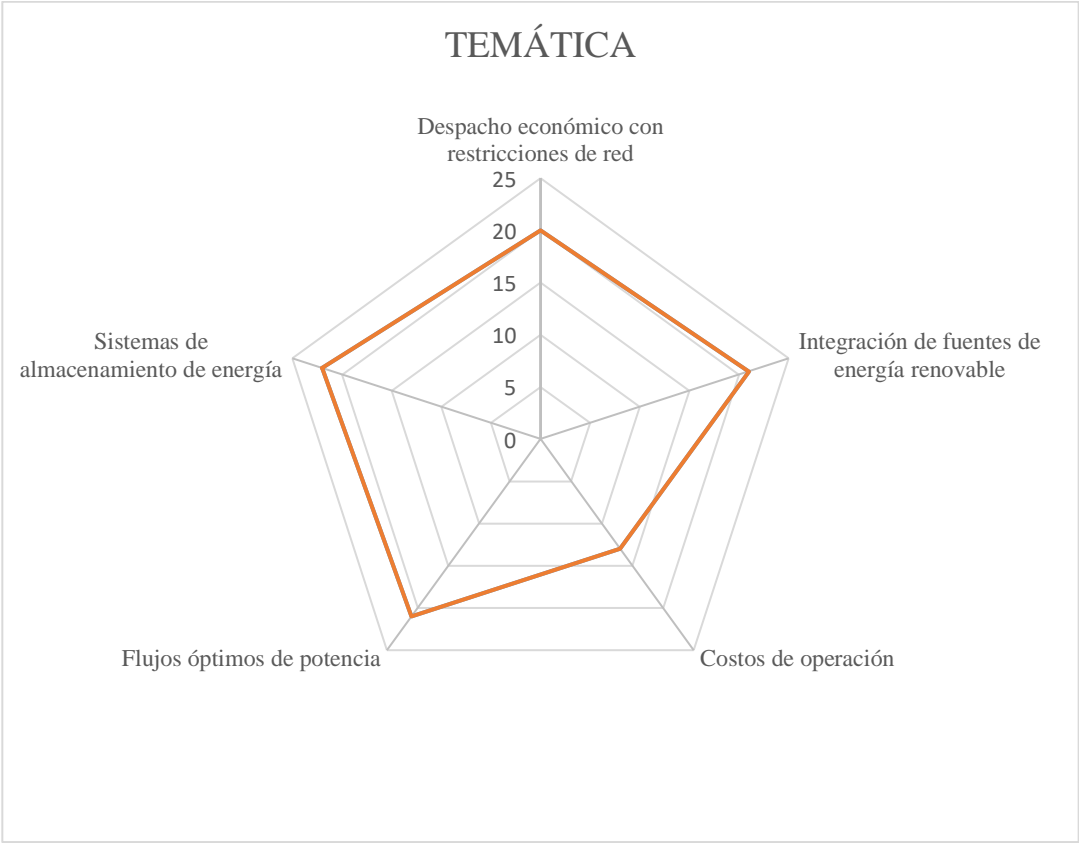


Figura 19. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.

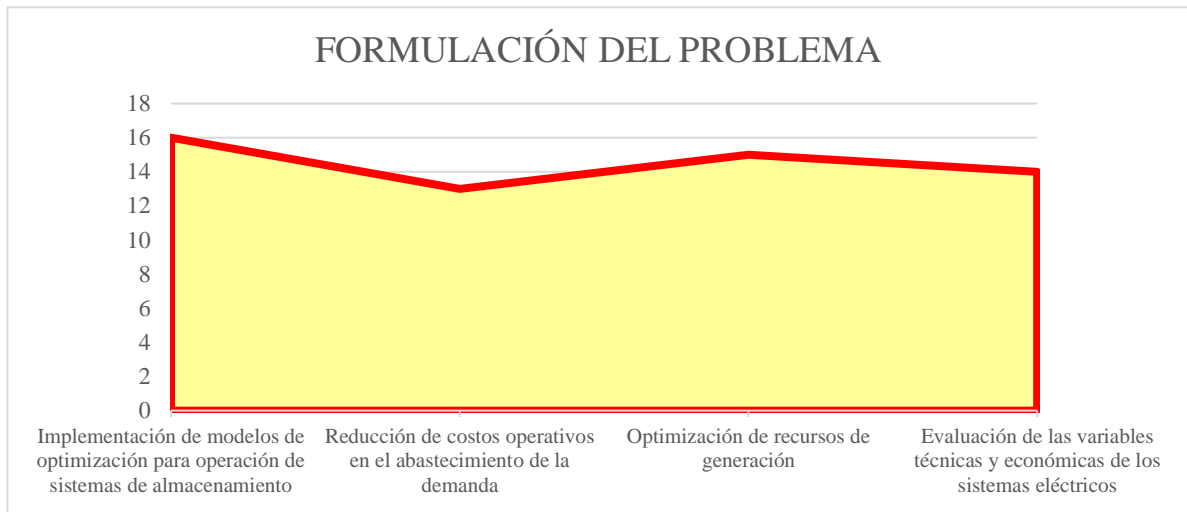


Figura 20. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

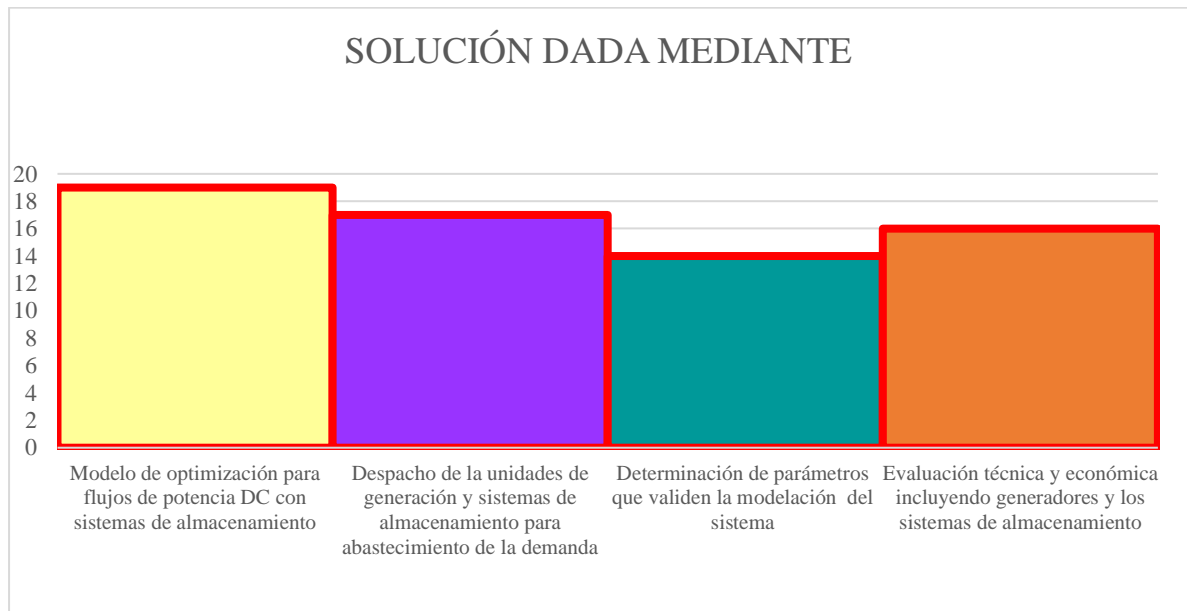


Figura 21. Indicador de solución - Estado del arte.